

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

Електротехнічний факультет
Кафедра систем електропостачання

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
дипломного проекту
бакалавра
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студента **Васильківського Демида Володимировича**
академічної групи **141-16ск-1**
спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**
спеціалізація **Електротехнічні системи електроспоживання**
за освітньо-професійною програмою **Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

на тему: ***"Вибір електрообладнання міської трансформаторної підстанції"***

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка	Підпис
проекту	Лисенко О.Г.		
розділів:			
Спеціальний	Лисенко О.Г.		
Економічний			
Охорона праці			
Рецензент			
Нормоконтролер			

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
систем електропостачання

_____ С.І. Випанасенко

_____ (дата)

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект
бакалавра

студента Васильківського Д.В. академічної групи 141-16ск-1
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації Електротехнічні системи електроспоживання
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
на тему: "Вибір електрообладнання міської трансформаторної підстанції"

затверджена наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст завдання	Термін виконання
Спеціальний	Обрати основне електрообладнання міської трансформаторної підстанції	20.05.19 – 09.06.19
Економічний	Економічна оцінка проекту	10.06.19 – 13.06.19
Охорона праці	Заходи з охорони праці	14.06.19 – 16.06.19

Завдання видано

_____ О.Г. Лисенко
(підпис)

Завдання прийняв до виконання

_____ Д.В. Васильківський
(підпис)

Дата видачі завдання: _____

Дата подання до екзаменаційної комісії: _____

РЕФЕРАТ

Тема проекту – Вибір електрообладнання міської трансформаторної підстанції

Об'єкт проекту – ПС 35/6 кВ «Нагорна», розташована на вул. Телевізійна, м. Дніпро.

Мета проекту – Виконати реконструкцію підстанції міського типу з заміною обладнання на сучасне і зменшити експлуатаційні витрати.

В даному дипломному проекті розглядається варіант заміни обладнання на підстанції міського типу шляхом повної реконструкції з розміщенням обладнання на мінімальній земельній ділянці – в приміщенні, на прикладі ПС «Нагорна» 35/6 кВ.

ПС «Нагорна» побудована у 1938 році. Протягом експлуатації деяке електросилове обладнання замінювалось на більш сучасне, але несущі конструкції, споруди і більшість обладнання експлуатується вже більше 80 років і вже давно потребує заміни.

Крім того ПС «Нагорна» займає площу 0,7 га в центрі міста. За оренду землі підприємство вимушено платити щорічно велику суму коштів.

Таким чином, розглядаючи питання необхідності відновлення старих підстанцій, зменшення витрат на експлуатацію і утримання підстанцій і фінансову можливість, яка з'явиться з переходом на RAB-тариф, питання реконструкції міських підстанцій є актуальним.

В даному дипломному проекті виконується розрахунок реконструкції електричної ПС 35/6 кВ «Нагорна» у м. Дніпро. Для вхідних даних використовуються наявні навантаження існуючих абонентів і наявні повітряні лінії 35кВ, якими здійснюється живлення ПС «Нагорна». ПС «Нагорна» знаходиться в центрі міста, на час реконструкції ПС необхідно забезпечити живлення абонентів. Місце для будівництва нової підстанції відсутнє, тому приймаємо рішення будівництва нової підстанції на території існуючої з розрахунком мінімального зайняття земельної площі. Підстанція буде виконана закритого типу із застосу-

ванням КРУЕ 35кВ. На першому поверсі буде розміщено силові обладнання 35кВ: КРУЕ 35 кВ і силові трансформатори, на другому поверсі буде розміщено комірки 6 кВ, шафи оперативного струму, акумуляторні батареї, обладнання релейного захисту, автоматики, сигналізації та інше.

В якості вхідних даних для подальших розрахунків взято інформацію навантажень ПС «Нагорна» в режимні заміри (літнього мінімуму і зимнього максимуму). Навантаження існуючих споживачів (потужність, категорійність) береться існуюча, без змін. Тобто потужність вихідних мереж приймається, як в існуючої підстанції.

В якості силових трансформаторів вибрано трансформатори типу ТРД-НС-32000/35/6.

На стороні 35 кВ прийнято обладнання у складі розподільчого пристрою середньої напруги з елегазовою ізоляцією КРПЕ 35 кВ виробництва АВВ типу ZX1.2, в склад якого входять вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори і ОПН.

На стороні 6 кВ застосовуються вакуумні вимикачі у складі комплектних розподільчих комірок серії ВМ-1, виробництва АВМ ампер.

На ввідних комірках застосовуються вимикачі ВВД63А-10-50/5000.

На всіх відхідних комірках вибрано вимикачі типу ВБ4-П-10-31,5/630.

Для нашої підстанції в якості релейного захисту і автоматики вибираємо для застосування ПМ РЗА «Діамант» виробництва НПП Хартрон-Инкор.

В якості акумуляторної батареї обрано АБ типу Sonnenschein А706/126 з ємністю 126 А год у кількості 37 банок по 6В.

Шафи оперативного постійного струму вибрано типу ШОТ виробництва Техноелектро.

Виконано розрахунок заземлення для нашої підстанції, розташованій в будівлі розміром 12,6 х 16,3 м. Прийнято застосування 42 електродів довжиною 4 м.

Для напруги 35 кВ було вибрано КРПЕ, це на 30% дорожче застосування відкритого розподільчого пристрою, але це дає змогу розмістити все обладнан-

ня нашої підстанції в будівлі з мінімальним застосуванням земельної ділянки і дозволить зменшити витрати на оренду землі в центрі міста.

В економічній частині виконано розрахунок капітальних інвестицій та експлуатаційних витрат на здійснення проекту, а також проведено розрахунок економії від розташування обладнання підстанції в будівлі в порівнянні з розташуванням обладнання в ВРП. Прийнято остаточно варіант використання КРПЕ

Капітальні витрати склали 15642,6 тис. грн., експлуатаційні витрати на обслуговування підстанції за рік склали 3568,9 тис. грн.

На прикладі даного проекту доведено, що у разі переходу на RAB-тариф реконструкція міських підстанцій шляхом будування нових з розміщенням обладнання в приміщенні є доцільною.

ЗМІСТ

ВСТУП

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

- 1.1 Загальні положення
- 1.2 Схеми принципів електричних
- 1.3 Захист від перенапруг і заземлення
- 1.4 Оперативний струм
- 1.5 Релейний захист
- 1.6 Компоновка та конструктивна частина основних споруджень
- 1.7 Ремонт, технічне і оперативне обслуговування

2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

- 2.1 Вибір типу та потужності трансформаторів
- 2.2 Визначення величини розрахункових робочих струмів
- 2.3 Розрахунок значень струмів короткого замикання і теплового імпульсу
- 2.4 Вибір вимикачів
- 2.5 Вибір роз'єднувачів
- 2.6 Вибір трансформаторів струму
- 2.7 Вибір трансформаторів напруги
- 2.8 Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН)
- 2.9 Вибір пристроїв релейного захисту і автоматики
- 2.10. Вибір акумуляторної батареї
- 2.11. Вибір шафи оперативного струму

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

- 3.1 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників
- 3.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці
- 3.3 Розрахунок заземлення

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Вимоги до підстанції

4.2 Розрахунок капітальних інвестицій

4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

4.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

4.3.2 Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж

4.3.3 Розрахунок вартості електроенергії, що споживається

4.3.4 Розрахунок вартості оренди землі

4.4 Вибір варіанту реконструкції

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Вступ

Зараз оператори систем розподілу затверджують в НКРЕКУ свої операційні витрати, які відшкодовуються в тарифі на розподіл електроенергії.

Діюча в Україні близько двадцяти років система тарифоутворення не стимулює операторів систем розподілу до скорочення витрат і проведення модернізації обладнання, а, навпаки, призводить до роздування витрат, так як норма прибутковості енергокомпаній затверджується на рівні кількох відсотків від загальних витрат підприємства.

Більш того, десятиліття «застою» призвели до того, що вітчизняна енергоінфраструктура зайшла в передбачуваний тупик: за різними оцінками, її знос на сьогодні становить більше 70%.

В Україні планується ввести нормативно-правову базу для перекладу операторів розподілу електроенергії на стимулююче тарифоутворення (РАВ-регулювання). Підставою для цього стало те, що дана методика позитивно себе зарекомендувала в багатьох європейських країнах як прогресивна альтернатива застарілої «витрати +», яка діяла в Європі раніше і працює зараз в Україні.

За даними Асоціації операторів розподільних електричних мереж України, завдяки введенню РАВ-тарифу, наприклад, в Румунії рівень зносу інфраструктури електромереж з 2004 по 2011 року скоротився з 75% до 48%, а рівень витрат електроенергії при розподілі зменшився майже вдвічі. У Великобританії після введення РАВ-регулювання тариф на розподіл за перші шість років знизився більш ніж на 20%, а за 15 років - більш, ніж удвічі.

Принцип РАВ-регулювання: для операторів систем розподілу на довгостроковий період (3, 5 або 8 років) встановлюється певний рівень прибутковості (відсоток від вартості енергоактивів підприємства). Таким чином, отримавши гарантований рівень прибутку, на певний період компанія буде зацікавлена в зниженні своїх експлуатаційних витрат, а також отримає можливість залучати фінансування під інвестиційні проекти, використовуючи, в тому числі, кредитні кошти.

Завдяки прийняттю RAB-регулювання оператори систем розподілу зможуть збільшити обсяги інвестицій в мережі вдвічі разів та більше. Це дасть змогу відновлювати стан електричних мереж і підстанцій.

В даному дипломному проекті розглядається варіант заміни обладнання на підстанції міського типу шляхом повної реконструкції з розміщенням обладнання на мінімальній земельній ділянці – в приміщенні, на прикладі ПС «Нагорна» 35/6 кВ.

ПС «Нагорна» побудована у 1938 році. Протягом експлуатації деяке електросилове обладнання замінювалось на більш сучасне, але несущі конструкції, споруди і більшість обладнання експлуатується вже більше 80 років і вже давно потребує заміни.

Крім того ПС «Нагорна» займає площу 0,7 га в центрі міста. За оренду землі підприємство вимушено платити щорічно велику суму коштів.

Таким чином, розглядаючи питання необхідності відновлення старих підстанцій, зменшення витрат на експлуатацію і утримання підстанцій і фінансову можливість, яка з'явиться з переходом на RAB-тариф, питання реконструкції міських підстанцій є актуальним.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

Під час реконструкції підстанцій необхідно керуватися нормами технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ. Дані норми встановлюють основні вимоги до технологічного проектування підстанцій. Норми розвивають і доповнюють вимоги Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) стосовно до специфіки ПС.

Норми поширюються на підстанції, що будуються заново або реконструюються, напругою 35 – 750 кВ, а також трансформаторні підстанції (ТП) і розподільчі пункти (РП) 6 – 10 кВ міських і сільськогосподарських електричних мереж.

1.1 Загальні положення

Проектування, як правило, виконується з використанням наступних вихідних даних:

- вимоги з приєднання ПС до енергосистеми;
- вимоги з приєднання до інженерних мереж і комунікацій;
- вимоги землевласників або землекористувачів, що відносяться безпосередньо до ПС;
- архітектурно – планувальні вимоги;
- навантаження з розподілом по етапам розвитку ПС, напругам та категоріям;
- номінальні напруги трансформаторів;
- попередні дані про кількість і потужність трансформаторів;
- вимоги до схеми електричних сполучень ПС;
- необхідність та спосіб регулювання напруги на шинах ПС;
- необхідність, вид, кількість і потужність джерел реактивної потужності;
- кількість, конструктивне виконання та навантаження відхідних ліній електропередачі напругою 6 – 750 кВ;
- режими заземлення нейтралі трансформаторів;

- кількість, потужність і схеми приєднання шунтуючих реакторів та інших захисних засобів для обмеження перенапруги в мережах 110 кВ і вище;
- необхідність установки автоматичного частотного розвантаження;
- вимоги до системної автоматики;
- вимоги до АСУ ТП та діагностики;
- вимоги до засобів диспетчерського і технологічного управління;
- вимоги до обліку електроенергії;
- розрахункові значення струмів КЗ з урахуванням розвитку мереж і генеруючих джерел на строк не менше 10 років від очікуваного вводу ПС в експлуатацію;
- необхідність і спосіб плавлення ожеледиці на проводах і тросах ПЛ, що відходять від ПС;
- необхідність організації і воєнізованої охорони ПС;
- форма та структура ремонтно – експлуатаційного обслуговування і оперативно–диспетчерського управління;
- кліматичні умови в районі розташування ПС;
- рівень забруднення атмосфери в районі розташування ПС.

Джерелами вихідних даних можуть бути:

- схеми розвитку енергосистеми (електричних мереж) або схеми зовнішнього електропостачання об'єктів;
- технічні умови енергопостачальної організації;
- матеріали з узгодження вилучення (викупу) землі та інші дані зацікавлених організацій;
- технічні завдання замовника та ін.;

У випадку неможливості одержання необхідних даних з перелічених джерел або наявності застарілих даних, ці дані визначаються в самостійних розробках на стадії, перед проектуванням.

Основні вимоги до ПС нового покоління:

- компактність, комплектність і високий ступінь заводської готовності;

- надійність роботи ПС за допомогою застосування електроустаткування сучасного технічного рівня;
- зручність проведення огляду, технічного обслуговування і ремонту;
- безпека експлуатації та обслуговування;
- створення ПС без обслуговуючого персоналу з дистанційним управлінням;
- комплексна автоматизація, що забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії, діагностики та управління обладнанням;
- екологічна безпека.

В даному дипломному проєкті виконується розрахунок реконструкції електричної ПС 35/6 кВ «Нагорна» у м. Дніпро. Для вхідних даних використовуються наявні навантаження існуючих абонентів і наявні повітряні лінії 35кВ, якими здійснюється живлення ПС «Нагорна». ПС «Нагорна» знаходиться в центрі міста, на час реконструкції ПС необхідно забезпечити живлення абонентів. Місце для будівництва нової підстанції відсутнє, тому приймаємо рішення будівництва нової підстанції на території існуючої з розрахунком мінімального зайняття земельної площі. Підстанція буде виконана закритого типу із застосуванням КРУЕ 35кВ. На першому поверсі буде розміщено силове обладнання 35кВ: КРУЕ 35 кВ і силові трансформатори, на другому поверсі буде розміщено коміртки 6 кВ, шафи оперативного струму, акумуляторні батареї, обладнання релейного захисту, автоматики, сигналізації та інше.

В якості вхідних даних для подальших розрахунків взято інформацію навантажень ПС «Нагорна» в режимні заміри (літнього мінімуму і зимнього максимуму). Інформацію контрольних вимірів наведено в таблицях 1.1 і 1.2. Навантаження існуючих споживачів (потужність, категорійність) береться існуюча, без змін. Тобто потужність вихідних мереж приймається, як в існуючої підстанції.

Таблица 1.1

ПОКАЗАТЕЛИ													
РАБОТЫ ПОДСТАНЦИЙ АО "ДТЭК ДНЕПРОВСКИЕ ЭЛЕКТРОСЕТИ" (Днепровские высоковольтные электрические сети)													
ПО ДАННЫМ КОНТРОЛЬНОГО ЗАМЕРА 20 ИЮНЯ 2018 ГОДА.													
20.06.2018г.													
№ п/п	Наименование подстанции	Диспетч. обознач. тр-ра	Напряж. обмотки, кВ	S ном., обм. тр-ра, МВА	Номин. ток обмотки тр-ра, А	Расход эл. энергии за сутки		Максим. нагрузка		Максим. загрузка тр-ра, %	Напряжение, кВ		Tg f
						активный, кВт*ч	реактивный, кВар*ч	А	МВт		max	min	
▼	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		тр - 1	6		916,4	65 184	29 364	300	3,00	32,7	6,3	6,3	0,45
34	НАГОРНАЯ												
		тр - 1	35	16	248								
			6		1 466	107 082	23 940	650	6,50	44,3	6,1	6,0	0,22
		тр - 2	35	16	244								
			6		1 462	78 372	18 792	500	5,00	34,2	6,4	6,2	0,24
		тр - 3	35	20	320								
			6		1 750	145 368	55 608	830	8,30	47,4	6,0	5,9	0,38

Таблица 1.2

ПОКАЗАТЕЛИ													
РАБОТЫ ПОДСТАНЦИЙ АО "ДТЭК ДНЕПРОВСКИЕ ЭЛЕКТРОСЕТИ" (Днепровские высоковольтные электрические сети)													
ПО ДАННЫМ КОНТРОЛЬНОГО ЗАМЕРА 19 ДЕКАБРЯ 2018 ГОДА.													
19.12.2018г.													
№ п/п	Наименование подстанции	Диспетч. обознач. тр-ра	Напряж. обмотки, кВ	S ном., обм. тр-ра, МВА	Номин. ток обмотки тр-ра, А	Расход эл. энергии за сутки		Максим. нагрузка		Максим. загрузка тр-ра, %	Напряжение, кВ		Tg f
						активный, кВт*ч	реактивный, кВар*ч	А	МВт		max	min	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
34	НАГОРНАЯ												
	тр - 1	35	16	248									
		6		1 466	191 448	27 018	1050	10,50	71,6	6,5	6,4	0,14	
	тр - 2	35	16	244									
		6		1 462	140 382	18 918	750	7,50	51,3	6,4	6,2	0,13	
	тр - 3	35	20	320									
6			1 750	192 720	49 320	1050	10,50	60,0	6,5	6,4	0,26		

1.2 Схеми принципів електричні

Схеми принципів електричні розподільчих пунктів повинні вибиратися з урахуванням можливості ремонту і заміни обладнання без відключення споживачів.

Зі сторони нижчої напруги повинна передбачатися роздільна робота трансформаторів. В розподільчих пунктах 6 кВ і вище стаціонарні заземлюючі ножі повинні розміщатися таким чином, щоб виключити необхідність застосування переносного заземлення і щоб персонал, який працює на струмоведучих частинах будь-яких ділянок приєднань і збірних шин, був захищений заземлюючими ножами з усіх боків, звідки може бути подана напруга.

У випадку виведення заземлюючих ножів в ремонт повинні бути передбачені другі комплекти заземлюючих ножів на даній ділянці схеми і розміщені з боку можливого подання напруги.

На ПС 35 – 750 кВ, приймається, як правило, установка двох трифазних трансформаторів. Потужність трансформаторів вибирається так, щоб при відключенні одного на час ремонту або заміни, другий міг забезпечувати живлення навантаження, з урахуванням довгочасного допустимого перевантаження. На ПС 35 кВ і вище повинні установлюватися трансформатори з улаштуванням регулювання напруги під навантаженням (РПН) – для змоги дистанційного регулювання напруги без виїзду персоналу.

При виборі електроустаткування всіх видів і напруги та шин за номінальними параметрами необхідно враховувати нормальні експлуатаційні, післяаварійні та ремонтні режими, перенавантажувальну здібність устаткування, а також умови оточуючого середовища. На ПС на стороні 6кВ повинен передбачатися резерв в обсязі однієї комірочки на кожен секцію шин.

Вибір схеми підстанції виконується відповідно з ГКД 341.004.001–94 [13].

При розробці однолінійної схеми і визначенні числа шаф розподілу на напрузі 6 кВ підстанції, крім підключень вводу і існуючих споживачів, , необхідно запланувати встановлення шаф міжсекційних вимикачів, шаф трансформаторів напруги і трансформаторів власних потреб, а також резервні шафи.

На стороні високої напруги - 35 кВ приймається схема «Два блока лінія – трансформатор з вимикачами і автоматичною перемичкою з боку ліній»

На реконструйованій ПС «Нагорна» ми застосовуємо схему з двома силовими трансформаторами 35/6 кВ і двома секціями шин 6 кВ, з'єднаних через секційний вимикач з АВР. В якості розподільчого пристрою на напрузі 35 кВ застосовуємо комплектний розподільний пристрій елегазовий (КРПЕ).

Найбільшого поширення КРПЕ на напругу 35 кВ отримали в трансформаторних підстанціях розподільної мережі і в споживчих підстанціях щільної забудови через своїх малих габаритів.

До основних переваг герметичних елегазових КРПЕ можна віднести:

- 1) повністю виключений прямий доступ до частин обладнання, що знаходяться під напругою;
- 2) високовольтний відсік не схильний до дії навколишнього середовища;
- 3) діелектрична міцність не залежить від висоти розміщення осередків над рівнем моря. Поправочний коефіцієнт необхідний тільки при використанні високовольтних запобіжників;
- 4) скорочені витрати на зведення розподільного пристрою, габарити якого знижені завдяки застосуванню SF₆;
- 5) високовольтний відсік не потребує будь-якого обслуговування;
- 6) найбільший ресурс надійності;
- 7) мінімальні експлуатаційні витрати протягом усього терміну служби.

Схема електрична принципова КРПЕ на стороні 35 кВ приведена на рисунку 1.1.

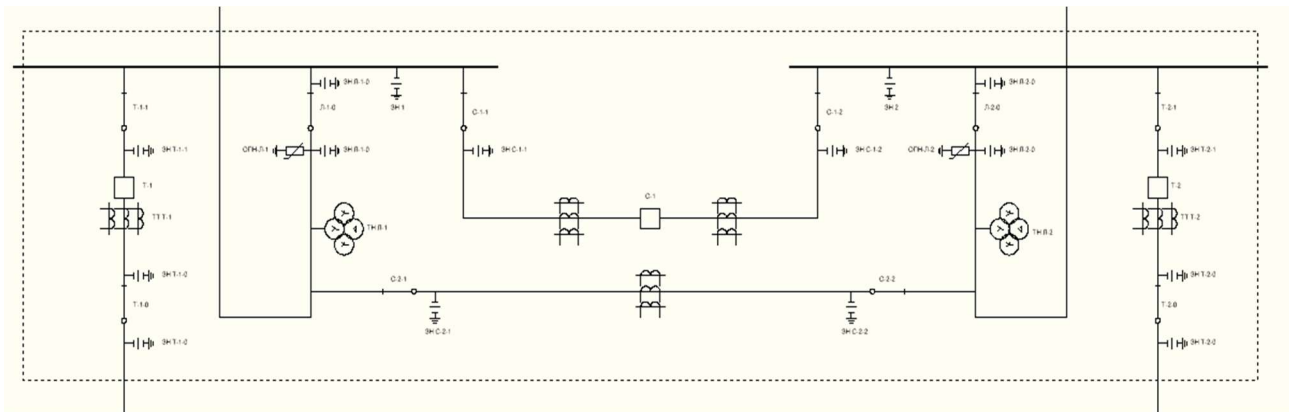


Рисунок 1.1 Принципова схема підстанції на стороні 35 кВ, КРПЕ

В якості КРПЕ роздивимось КРПЕ ZX1.2 ТК 501 виробництва фірми АВВ.

Основні характеристики КРПЕ:

- Герметична газоізолювана система під тиском із застосуванням елегазу (гексафторид сірки SF₆);

- Номінальна напруга до 36 кВ (40,5 кВ);
- Номінальний струм до 2500 А і 31,5 кА;
- Одинарна система збірних шин;
- Корпус з нержавіючої сталі, виконаний з листового металу з лазерною різкою;
- Модульна конструкція;
- Рівень витоку електрики менше 0,1% в рік;
- Вбудована система перевірки витоку;
- Комірка шириною до 800 мм.

1.3 Захист від перенапруг і заземлення

Вибір кількості комплектів обмежувачів перенапруги 6 – 750 кВ, їх тип і місце установки повинні вирішуватися на підставі відповідних розрахунків. У будівлях закритих ПС по внутрішньому периметру стін приміщень, де є устаткування, що підлягає заземленню, повинні прокладатися магістральні заземлення, до яких приєднуються все електроустаткування та металоконструкції. Зазначені магістралі слід приєднувати зварюванням до закладних виробів, з'єднаних з арматурою несучих колон будівлі. Закладні вироби повинні бути виконані на колонах де є устаткування, що підлягає заземленню. Закладні вироби з'єднуються зварюванням із заземлюючим контуром ПС.

В нашому проекті на стороні 35 кВ передбачено встановлення ОПН на ввідних лініях і перед силовими трансформаторами, на стороні 6 кВ ОПН будуть встановлені в кожній комірці (на відхідних лініях і на секціях шин в комірках з трансформаторами напруги).

Для підстанції буде виконано новий контур заземлення. Розрахунок заземлення виконано в розділі 3. Охорона праці. Всі металеві конструкції будівлі під'єднані до контуру заземлення.

1.4 Оперативний струм

На підстанціях повинен вживатися постійний, випрямлений або змінний оперативний струм. Для всіх приєднань на ПС повинен вживатися, як правило, один вид оперативного струму. Живлення оперативних кіл всіх приєднань ПС 35 кВ і вище, повинні бути «кільцевими» (двобічними) з секціонуванням неавтоматичним комутаційним апаратом.

Постійний оперативний струм з живленням від акумуляторних батарей повинен застосовуватися на підстанціях з напругою вище 110кВ, а також на всіх ПС з КРП;

Як джерело постійного оперативного струму для ПС використовуються акумуляторні батареї напругою 220 В, що працюють в режимі постійного підзаряду.

Число елементів і ємність акумуляторної батареї повинні вибиратися виходячи з таких умов:

В кінці півгодинного аварійного розряду батареї:

- напруга на затискачах найбільш потужного електромагніту включення і найбільш віддаленого вимикача не повинна бути в момент включення нижче мінімально допустимого;

- напруги на шинах, від яких живляться пристрої релейного захист, автоматики і телемеханіки, при включенні найближчого до акумуляторної батареї вимикача з найбільш потужним електромагнітом включення або одночасним відключенням групи вимикачів не повинно бути менше 0,6 номінальної напруги;

- напруга на затискачах електромагнітів відключення вимикачів будь-якого приєднання від впливу встановлених на ньому захистів повинно бути не нижче мінімального значення, при якій забезпечується відключення вимикачів з номінальним часом.

Схема щита постійного струму повинна забезпечувати його ремонтпридатність без відмикання акумуляторної батареї.

При проектуванні акумуляторної батареї повинні бути прийняті заходи з закріплення конструкцій стелажів, а також з фіксації акумуляторів на стелажах від зсуву. З метою запобігання розливу електроліту рекомендується застосувати акумулятори закритого типу.

В нашому проекті ми приймаємо застосування постійного оперативного струму напругою 220 В із встановленням акумуляторної батареї.

1.5 Релейний захист

Релейний захист елементів підстанцій рекомендується виконувати таким чином, щоб він забезпечив належне резервування при пошкодженні на суміжних елементах у випадку відмови їх захистів або вимикачів.

Вимоги до часу ліквідації КЗ і селективності дії захистів приймаються у відповідності з ПУЕ.

Допускається неселективна дія захисту у випадку:

- виведення або відмови захисних пристроїв підстанційного елементу чи при відмові його вимикача;
- необхідності відвернення можливого розвитку аварії в результаті повного погашення ПС пристроями РЗ з протилежних кінців (далеке резервування) або при їх ненадійності в окремих режимах;

Оцінка чутливості захисту проводиться у відповідності з рекомендаціями ПУЕ. Для поздовжніх захистів трансформаторів і шин на інтегральних мікросхемах коефіцієнт чутливості за умов забезпечення швидкодії повинен перевищувати 3. Трансформатори струму, що призначенні для живлення струмових кіл пристроїв РЗ, повинні відповідати вимогам ПУЕ. Для захистів з електромеханічними вимірювальними органами трансформатори струму підлягають перевірці з забезпечення допустимої струмової похибки при максимальних коефіцієнтах на початку зони захисту. При цьому для диференційного захисту шин похибка не повинна перевищувати 10 % при

зовнішніх КЗ. Для трансформаторів повинні передбачатися пристрої захисту від пошкоджень, передбачених ПУЕ.

В нашому проекті для захисту обладнання ПС 35 кВ ми застосовуємо приладні модулі «Діамант» виробництва Хартрон-Інкор, які мають всі переваги мікропроцесорних пристроїв, завдяки сумісності з електромеханічними панелями ДФЗ.

1.6 Компоновка та конструктивна частина основних споруджень

Компоновка і конструкція будівлі підстанції повинні забезпечувати можливість проведення ремонту і технічного обслуговування високовольтних апаратів із застосуванням автокранів, гідропідійомників, телескопічних вишок, стаціонарних і пересувних вантажопідійомних засобів, засобів малої механізації та інших механізмів переважно без зняття напруги з сусідніх приєднань, а також під'їзд пересувних лабораторій до устаткування для проведення профілактичних робіт.

Прокладання кабельних ліній в кабельних спорудах (кабельних поверхах, тунелях, каналах) і електротехнічних приміщеннях слід передбачати по кабельних конструкціях і полегшених перфорованих або ґратчастих металевих лотках. Забороняється застосування металевих лотків із суцільним дном і коробів. Шафи рядів затискачів, що установлюються в кабельних спорудах, повинні передбачатися у вологонепроникному виконанні, а отвори ущільнюватися для запобігання попадання вологи.

Для проходження кабельних ліній через будівельні прорізи, через стіни, перегородки і перекриття необхідно передбачати:

- закладні труби із вогнетривких матеріалів для прокладання поодиноких кабелів з обов'язковим їх ущільненням негорючим матеріалом;

- для пучків контрольних кабелів – азбоцементні труби або модульні кабельні проходи з вогнестійкістю 0,75 г з габаритними розмірами за довжиною не менше 200 мм.

Кабелі повинні застосовувати з ізоляцією, що не розповсюджує горіння. Для прокладання споживчих силових кабелів слід передбачати організоване виведення їх по території ПС (в каналах, в траншеях, тунелях і т.п.) до її зовнішньої огорожі.

Для ремонту і обслуговування комірок КРП і зберігання викатних візків у ЗРП повинна передбачатися ремонтна площадка.

В нашому проекті КРПЕ 35 кВ розміщено на першому поверсі будівлі, КРП 6кВ – на другому поверсі з передбаченням місця для ремонту і обслуговування викатних елементів.

1.7 Ремонт, технічне і оперативне обслуговування

Вибір форм організації оперативного, технічного обслуговування і ремонту ПС здійснюється підприємством – власником ПС в залежності від місцевих умов.

На міських ПС 35 кВ не передбачена наявність постійного обслуговуючого персоналу. Ремонт і технічне обслуговування ПС підприємством «ДТЕК Дніпровські електромережі» здійснюється централізовано, спеціалізованими виїзними бригадами із складу служби підстанції, служби РЗіА і служби ізоляції та захисту від перенапруг Дніпровських високовольтних електричних мереж. Для обслуговування ПС використовуються пересувні ремонтні майстерні служби ПС та пересувні лабораторії служби ІіЗП.

В приміщеннях будівлі ПС передбачено місце для роботи оперативного персоналу ПС з комірками і панелями управління.

На ПС з застосуванням елегазового устаткування передбачено місце:

- для ревізії і ремонту елементів КРП або елегазових вимикачів;

- для розкриття і ремонту модулів комірок КРП або елементів елегазових вимикачів, забруднених продуктами розкладання елегазу;
- для налагодження вимикачів з приводом комірок КРП.

Приміщення для ремонтів і ревізій елегазових вимикачів ізольоване від вулиці і від інших приміщень. Приміщення повинне бути особливо чистими, не повинно допускати попадання пилу та диму, підлога, стіни і стеля повинні мати покриття, що не утворює пил.

Ремонтне обслуговування трансформаторів на ПС може здійснюватися на площі перед будівлею за допомогою пересувних кранів. У разі розміщення силових трансформаторів в приміщенні значно зменшується потреба в їх обслуговуванні і ремонті.

2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1. Вибір типу та потужності трансформаторів

Вибір потужності трансформаторів виконується, виходячи з повної розрахункової потужності об'єкта добового графіка навантажень і показників, які характеризують сезонні зміни навантажень, а також в залежності від кліматичних умов. Трансформатори, як правило, вибирають так, щоб при виході з роботи одного, інший забезпечив би споживання клієнтів на час заміни трансформатора з урахуванням можливого зменшення навантажень і з використанням допустимого перевантаження трансформатора. Вибір потужності трансформаторів необхідно виконувати відповідно до ГОСТ 14209-85 [20]. На двотрансформаторних ПС при відсутності резервування по мережах вторинної напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною 0,65 - 0,7 сумарного розрахункового навантаження.

Вибір потужності трансформаторів виконується за умовою:

$$S_{\text{нт}} = \frac{S_{\text{м}}}{K_{2\text{ав.}}}, \quad (2.1)$$

де $S_{\text{м}}$ – сумарна розрахункова потужність підстанції;

$K_{2\text{ав.}}$ – найбільший коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі.

$$S_{\text{нт}} = \frac{38,2}{1,4} = 27,3 \text{ МВА.}$$

Вибираємо трансформатор типу ТРДНС-32000/35, так як 32 МВА > 27,3 МВА

Таблица 2.1

Технічні характеристики силового трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{т}}, \text{Ом}$	$X_{\text{т}}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{кВАр}$
			ВН	НН							
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144

2.2. Визначення величини розрахункових робочих струмів

Для вибору електричних апаратів, а також вибору перетину шин і кабелів необхідне визначення відповідних розрахункових струмів нормального і післяаварійного (ремонтного) режимів роботи електроустановок.

Розрахунковий робочий струм лінії вводу в нормальному режимі:

$$I_{p.n(1,2)} = \frac{0,7S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{H(1,2)}}, \quad (2.2)$$

де $U_{H(1,2)}$ – відповідне значення напруги на високій стороні і збірних шинах ЗРП.

$$I_{p.n(1)} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,9 \text{ А.}$$

$$I_{p.n(2)} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2157,99 \text{ А.}$$

Розрахунковий робочий струм вводу в післяаварійному режимі (при вимкненні одного з вводів)

$$I_{p.\phi(1,2)} = 2 \cdot I_{p.n(1,2)} \leq \frac{1,4S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{H(1,2)}}, \quad (2.3)$$

$$I_{p.\phi(1)} = 2 \cdot 369,9 \leq \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 35},$$

$$I_{p.\phi(1)} = 739,8 \leq 739,8 \text{ (А).}$$

$$I_{p.\phi(2)} = 2 \cdot 2157,99 \leq \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 6},$$

$$I_{p.\phi(2)} = 4315,99 \leq 4315,99 \text{ (А).}$$

Розрахунковий робочий струм секційного вимикача дорівнює робочому струму секції $I_{p.n}$.

Розрахункові струми споживачів:

$$I_{p.\phi.cп} = \frac{S_{cп}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.4)$$

$$I_{p.\phi.cп} = \frac{2025}{\sqrt{3} \cdot 6} = 195,07 \text{ А.}$$

Розрахунок струмів навантаження відхідних мереж зведено в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2

Струми навантаження відхідних мереж

	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	cos	I _{рн.сп} , А
1	1,7	1,1	2,025	0,83957	195,07
2	1,5	1,3	1,985	0,755689	191,23
3	2,1	1,5	2,581	0,813733	248,62
4	1,3	1	1,640	0,792624	158,01
5	1,6	1,3	2,062	0,776114	198,61
6	2,4	1,9	3,061	0,784046	294,90
7	1,7	1,3	2,140	0,794358	206,17
8	2,4	1,6	2,884	0,83205	277,88
9	1,6	1,3	2,062	0,776114	198,61
10	1,3	1	1,640	0,792624	158,01
11	2,1	1,6	2,640	0,795432	254,34
12	1,5	1,5	2,121	0,707107	204,37
13	1,7	1,6	2,335	0,7282	224,91
14	1,8	2,1	2,766	0,650791	266,46
15	1,4	0,9	1,664	0,841178	160,34
16	1,6	1	1,887	0,847998	181,77
17	1,8	2	2,691	0,668965	259,22

2.3. Розрахунок значень струмів короткого замикання і теплового імпульсу

В дипломному проекті розрахунок струмів КЗ виконують в об'ємі, необхідному для вибору апаратів і провідників. Розрахункові умови визначають відповідно раніше вивченої дисципліни «Перехідні процеси в системах електропостачання» [14].

При виборі розрахункової схеми для визначення струмів короткого замикання слід виходити з умов довготривалої роботи електроустановки. Так, при розрахунку струмів КЗ на підстанціях з двома секціями шин необхідно брати до уваги режим роботи обох секцій від однієї лінії або трансформатора з урахуванням струмів КЗ від усіх навантажень, підключених до обох секцій шин.

Розрахунок струмів КЗ на стороні 35 кВ

Базовий струм на ступені КЗ, кА:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}}, \quad (2.5)$$

де S_6 – базова потужність, МВА;

U_{61} – середня номінальна напруга, кВ;

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА.}$$

Опір системи:

$$x_{*(6)c} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (2.6)$$

де S_K – потужність КЗ на шинах підстанції, МВА;

$$x_{*(6)c} = \frac{100}{1800} = 0,055 \text{ Ом.}$$

Струм КЗ від системи (періодична складова):

$$I_{n,t=0,as,K1} = I_{n,t,as,K1} = \frac{I_{61}}{X_{*(6)c}}, \quad (2.7)$$

$$I_{n,t=0,as,K1} = I_{n,t,as,K1} = \frac{1,65}{0,055} = 30 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_{y,K1} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,t=0,as,K1}, \quad (2.8)$$

де k_y – ударний коефіцієнт;

$$i_{y,K1} = 1,717 \cdot \sqrt{2} \cdot 30 = 72,63 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ :

$$i_{a\tau,K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,t,as} \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{T_a}\right)}, \quad (2.9)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача;

$$\tau = t_{B.B} + t_{pz.min}, \quad (2.10)$$

де $t_{pz.min}$ – мінімальний час дії релейного захисту. $t_{pz.min} = 0,01$;

$t_{e.g}$ – власний час вимикання вимикача, який залежить від його типу;

Приймаємо на стороні 35 кВ вимикач типу АВВ у складі КРПЕ, який має власний час вимикання 0,035 с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с};$$

$$i_{a\tau, K1} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,03}\right)} = 9,3 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ на стороні 6 кВ

Опір трансформатора:

$$x_{*(6)m} = \frac{u_K}{100} \frac{S_6}{S_{nm}}, \quad (2.11)$$

де u_K – напруга короткого замикання трансформатора, %;

S_{nm} – номінальна потужність трансформатора, МВА.

$$x_{*(6)m} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,36 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$x_{*(6)\text{рез}} = x_{*(6)c} + x_{*(6)m}, \quad (2.12)$$

$$x_{*(6)\text{рез}} = 0,055 + 0,36 = 0,415 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{E_{*(6)} I_{62}}{x_{*(6)\text{рез}}}, \quad (2.13)$$

де I_{62} – базовий струм КЗ, визначений за формулою:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}}, \quad (2.14)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6} = 9,63 \text{ кА},$$

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{1 \cdot 9,63}{0,415} = 23,65 \text{ кА}.$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ ;

$$i_{a\tau, K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,t,as} \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{T_a}\right)}, \quad (2.15)$$

$$i_{a\tau, K1} = \sqrt{2} \cdot 23,65 \cdot e^{\left(-\frac{0,045}{0,03}\right)} = 7,33 \text{ кА}.$$

2.4. Вибір вимикачів

Вимикачі які вибираються повинні працювати без пошкоджень в найбільш важкому за умовами експлуатації режиму роботи мережі. Вимикачі є основними апаратами в електричних установках, вони служать для відключення і включення в ланцюзі в будь-яких режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання.

До вимикачів високої напруги висувають такі вимоги:

- надійне відключення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення);
- швидкість дії, тобто найменший час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- легкість ревізії та огляду контактів;
- вибухо і пожежна безпека;
- зручність транспортування і експлуатації.

Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

На стороні 35 кВ вимикач приймається у складі розподільного пристрою середньої напруги з елегазовою ізоляцією КРПЕ 35 кВ виробництва АВВ типу ZX1.2.

Конструкція комірки з вакуумним вимикачем наведено на рис. 2.1.

Всі фідерні комірки складаються з відсіку вимикача (А), відсіку збірних шин (В), відсіку кабельних підключень (С), нижній каналу розвантаження тиску (D), системи розвантаження тиску для відсіку вимикача (Е) і відсіку низької напруги (F). Відсік вимикача і відсік збірних шин заповнені газом. Газові контакти між цими двома відсіками або з газовими відсіками прилеглих комірок відсутні.

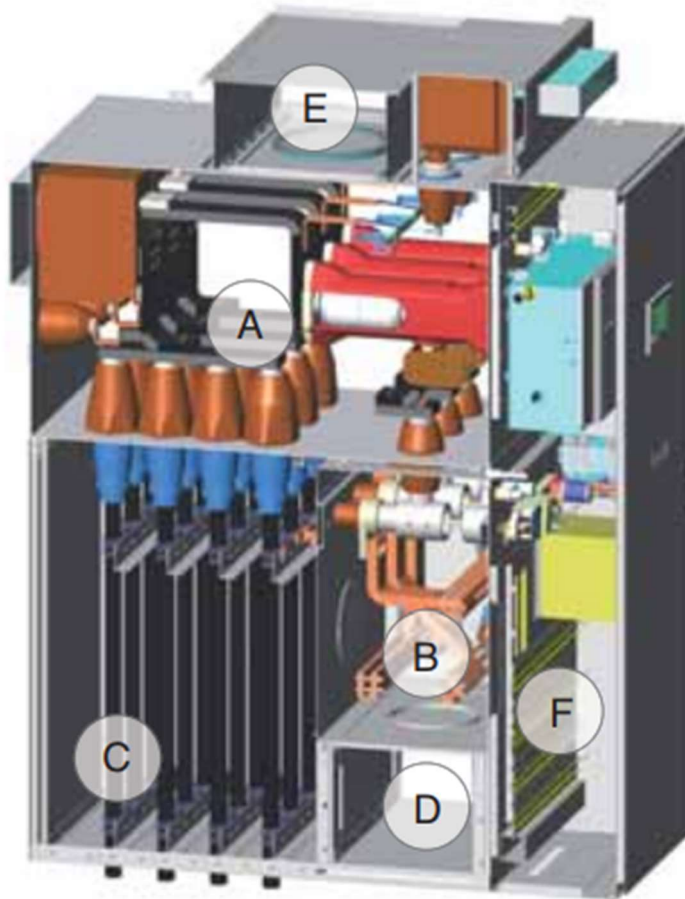


Рисунок 2.1 Конструкція комірки ABB ZX1.2 з вимикачем

Вибір вимикачів на стороні ВН проводиться за наступними умовами:

- за номінальною напругою:

$$U_n \geq U_{уст} \quad (2.16)$$

$$36 \geq 35 \text{ (кВ)}$$

- за номінальним струмом вимикача:

$$I_n \geq I_{p.ф} \quad (2.17)$$

$$800 \geq 740 \text{ (А)}$$

- за номінальним струмом відключення:

$$I_{вим} \geq I_{n,t=0,as,K1} \quad (2.18)$$

$$31,5 \geq 30 \text{ (кА)}$$

- за струмом термічної стійкості:

$$I_{m.c}^2 \cdot t_{m.c} \geq B_k \quad (2.19)$$

$$2976 \geq 30 \text{ кА}^2 \cdot 1\text{с}$$

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 30^2 \cdot 1$$

$$2976 \geq 900 (\text{кА}^2 \cdot \text{С})$$

Технічні характеристики вимикачів у складі комірки ABB ZX1.2 приведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Технічні характеристики вимикачів у складі комірки ABB ZX1.2

Номинальный рабочий ток ³⁾	I_r	A	...2500
Номинальный ток отключения	I_{sc}	кА	...31.5
Номинальный ток включения	I_{ma}	кА	...80
Ток термической стойкости	I_k	кА	...31.5
Номинальная длительность тока короткого замыкания	t_k	s	...3

Вибір вимикачів на стороні 6 кВ.

На стороні 6 кВ будемо застосовувати вакуумні вимикачі у складі комплектних розподільчих комірок серії ВМ-1.

Пристрої комплектні розподільчі малогабаритні серії ВМ-1 призначені для застосування в складі комплектних трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів і інших закритих розподільних пристроїв загальнопромислового призначення. ВМ-1 служать для прийому і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц на номінальну напругу до 10 кВ в мережах з ізолюваною нейтраллю при нормальних і аварійних режимах роботи мереж.

Вибір вимикачів здійснюємо:

- за номінальною напругою:

$$U_n \geq U_{уст} \quad (2.20)$$

$$10 \geq 6 \text{ (кВ)}$$

- за номінальним струмом вимикача:

$$I_n \geq I_{p.ф} \quad (2.21)$$

$$5000 \geq 4316 \text{ (А)}$$

- за номінальним струмом відключення:

$$I_{вим} \geq I_{n,t=0,as,Kl} \quad (2.22)$$

$$50 \geq 23,65 \text{ (кА)}$$

- за струмом термічної стійкості:

$$I_{m.c}^2 \cdot t_{m.c} \geq B_k \quad (2.23)$$

$$50^2 \cdot 3 \geq 23,65^2 \cdot 1$$

$$7500 \geq 559,3 \text{ (кА}^2\cdot\text{С)}$$

На всіх відхідних комірках вибираємо вимикачі типу ВБ4-П-10-31,5/630 виробництва АВМ ампер

За приведеними вище формулами (2.20)...(2.23) обираємо вимикачі для ввідних комірок.

На ввідних комірках застосовуємо вимикачі ВВД63А-10-50/5000.

Секційний вимикач обираємо за $I_{p.n} = 2157,9\text{А}$ і за такими самими розрахунками. Обираємо вимикач ВБ4-П-10-31,5/2500.

Всі вимикачі обираємо у складі комірок типу ВМ-1 виробництва АВМ ампер

2.5. Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачем називається електричний апарат для оперативного переключення ділянок мережі після зняття напруги або під напругою в мережі з малими струмами замикання на землю і створення видимого розриву кола. За умовами техніки безпеки при провадженні робіт в електроустановках необхідно мати видимі розриви кола, відкіля може бути подана напруга. Зазначена вимога забезпечується роз'єднувачами, вони не мають пристроїв для гасіння дуги і не допускають переключення під навантаженням.

В нашому проекті на стороні 35 кВ використовуються трьохпозиційні роз'єднувачі у складі КРПЕ 35 кВ типу ZX1.2.

Трьохпозиційні роз'єднувачі представляють собою комбіновані роз'єднувачі і заземлювачами. Три положення апарату - замикання, розмикання і заземлення - чітко встановлюються конструкцією роз'єднувача. Таким чином, одночасне замикання і заземлення не є можливим. Трьохпозиційні роз'єднувачі мають привід

стрижневого типу, частини під напругою знаходяться в заповненому елегазом відсіку збірних шин, в той час як сам привід легкодоступний і знаходиться в низьковольтному відсіку. Роз'єднувач (рис. 2.2) в розімкнутому стані знаходиться в середньому положенні. У крайніх положеннях роз'єднувача «ВКЛ.» і заземлювача «ВКЛ.», рухливий контакт (пересувна частина) (2), ведений стрижнем (1) доходить до фіксованих контактів (контакт роз'єднувача (3) або заземлюючий контакт (4)), які мають один або два спіральних контакту. Послідовно з'єднані герконові контакти (Керовані постійними магнітами) визначають положення трьох контактів в заземленому положенні.

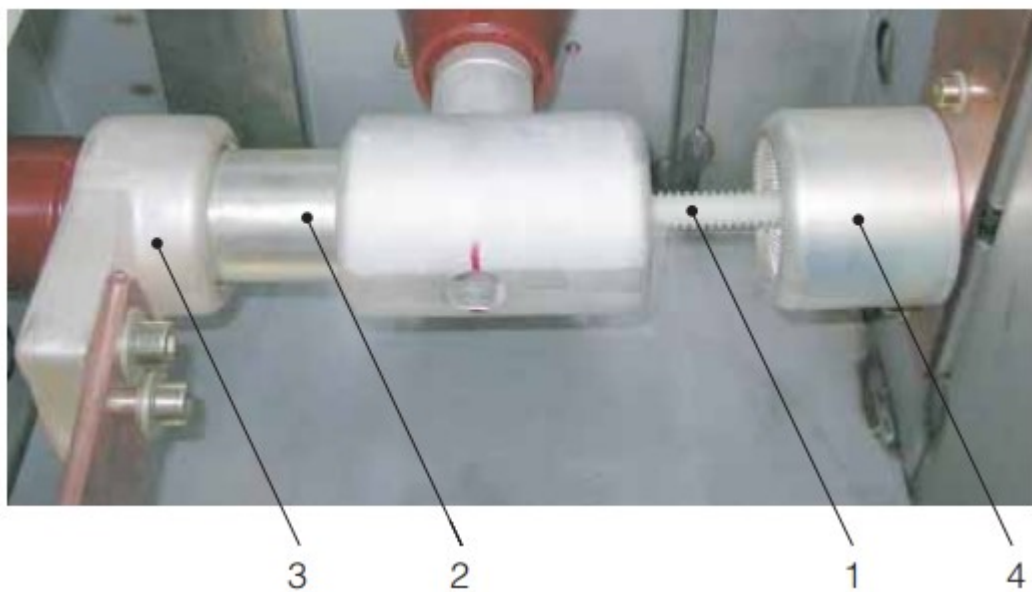


Рисунок 2.2 Трьохпозиційний роз'єднувач в положенні «ВКЛ.»

Роз'єднувачі вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом і перевіряють їх на динамічну і термічну стійкість в режимі КЗ.

Вибір роз'єднувачів проводимо в табличній формі (табл. 2.3) за основними параметрами.

Таблиця 2.3

Вибір роз'єднувачів

Параметри роз'єднувача	Умови вибору	Параметри	
		катал.дані	розр.дані
Номінальна напруга, (кВ)	$U_n \geq U_{уст}$	36	35
Номінальний струм, (А)	$I_n \geq I_{p.ф.}$	800	740
Номінальний тепловий імпульс, (кА ² ·с)	$I_{m.c}^2 \cdot t_{m.c} \geq B_k$	2976	900

На стороні 6 кВ застосовуються комплектні розподільчі комірки серії ВМ-1. Їх конструкція з викатними елементами забезпечує функцію роз'єднувачів.

2.6. Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму (ТС) - електромагнітний пристрій для перетворення вимірюваного струму до значення, що допускає підключення вимірювальних приладів і апаратів захисту (релейної апаратури).

В електроустановках трансформатори струму виконують три функції:

- перетворення змінного струму до стандартних значень 5 А;
- ізолювання вторинних струмових ланцюгів від високої напруги первинного ланцюга;
- захист вторинних пристроїв та персоналу від високої напруги.

ТС для живлення вимірювальних приладів обирають за номінальною напругою, за номінальними струмами $I_{1н}$, $I_{2н}$, за класом точності і вторинним навантаженням. У режимі КЗ трансформатор струму необхідно перевірити на динамічну і термічну стійкість.

Вибір ТС на стороні 35 кВ:

Вибір трансформаторів струму на стороні 35 кВ проводимо в табличній формі (табл. 2.4) за основними параметрами.

Таблиця 2.4

Умови вибору ТС на вводі ВН

Параметри ТС	Умови вибору	Параметри	
		катал.дані	розр.дані
Номінальна напруга, (кВ)	$U_n \geq U_{уст}$	36	35
Номінальний струм, (А)	$I_{1н} \geq I_{р.ф.}$	2500	740
Номінальний вторинний струм, (А)	$I_{2н}$	5	-
Клас точності	призначення	0,5/10Р	-
Електродинамічна стійкість, (кА)	$i_{дин} \geq i_y$	80	72,63
Термічна стійкість, (кА ² ·с)	$I_{т.с}^2 \cdot t_{т.с} \geq B_k$	2976	900
Номінальне вторинне навантаження	$Z_n \geq Z_2$	0,4	0,4

Для визначення значення вторинного навантаження складемо таблицю 2.5 з приєднаними до трансформатора струму приладами.

Таблиця 2.5

Навантаження на вторинну обмотку ТС

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		A	B	C
Амперметр	ABB	0,6	0,6	0,6
Ватметр	ABB	0,07		0,07
Лічильник активної та реактивної енергії	LZQM	0,1		0,1
Прилад для вимірювання показників якості та обліку електроенергії	ABB	0,1	0,1	0,1
Прилад мікропроцесорний захисту автоматики, контролю та управління	ABB	0,5	0,5	0,5
Разом		1,37	1,2	1,37

Допустима потужність навантаження трансформаторів струму у складі комірки КРПЕ АВВ ZX1.2 більше навантаження вторинних обмоток ТС.

$$2,5 > 1,37$$

Таблиця 2.6

Характеристика трансформаторів струму у складі комірки АВВ ZX1.2

Таблиця 7.8.4.1: Технические характеристики трансформаторов тока опорного типа (Устройство А)				
Номинальное напряжение		кВ	24	36
Максимальное рабочее напряжение		кВ	24	40.5
Номинальное выдерживаемое испытательное напряжение промышленной частоты	U_d	кВ	50	70 (85)
Номинальное выдерживаемое напряжение полного грозового импульса	U_p	кВ	125	170 (185)
Номинальная частота	f_r	Гц	50 ¹⁾	
Номинальный ток термической стойкости	I_{term}		100/250 x I_r , макс. 31.5 кА / 3 с	
Номинальный ток электродинамической стойкости	I_R	кА	80	

Таблиця 7.8.4.3: Характеристики сердечника (Устройство А)				
Ширина ячейки		мм	600	800
Номинальный первичный ток		A	...1250	...1250 ...2500
Номинальный вторичный ток		A	1 или 5	
Максимальное количество сердечников			3	5 5
Измерительные сердечники	Мощность ²⁾	ВА	2.5 до 15	
			0.2 / 0.5 / 1	
Сердечники для защит	Мощность ²⁾	ВА	2.5 до 30	
	Класс ²⁾		5P до 10P	
	Коэффициент перегрузки ²⁾		10 до 20	

На ввідних вимикачах приймаємо трансформатори струму у складі комірки АВВ ZX1.2 з коефіцієнтом 400/5.

Вибір трансформатору струму на секційному вимикачу (СВ) проводимо в табличній формі (табл. 2.7) за основними параметрами

Таблиця 2.7

Умови вибору ТС на СВ

Параметри ТС	Умови вибору	Параметри	
		катал.дані	розр.дані
Номінальна напруга, (кВ)	$U_n \geq U_{уст}$	36	35
Номінальний струм, (А)	$I_{1n} \geq I_{р.ф.}$	2500	740
Номінальний вторинний струм, (А)	I_{2n}	5	-
Клас точності	призначення	0,5/10Р	-
Електродинамічна стійкість, (кА)	$i_{дин} \geq i_y$	80	72,63
Термічна стійкість, (кА ² ·с)	$I_{т.с}^2 \cdot t_{т.с} \geq B_k$	2976	900
Номінальне вторинне навантаження	$Z_n \geq Z_2$	0,4	0,4

Для визначення значення вторинного навантаження складаємо таблицю 2.8 з приєднаними до трансформатора струму приладами.

Таблиця 2.8

Навантаження на вторинну обмотку ТС СВ

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	АВВ	0,6	0,6	0,6
Прилад мікропроцесорний захисту автоматики, контролю та управління	АВВ	0,5	0,5	0,5
Разом		1,1	1,1	1,1

На секційному вимикачі приймаємо трансформатори струму у складі комірки АВВ ZX1.2 з коефіцієнтом 400/5.

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2n}^2}, \quad (2.24)$$

де $S_{прил}$ – потужність, яка споживається приладами, ВА;

I_{2n} – вторинний номінальний струм прилада, А;

$$r_{\text{прил}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.25)$$

де $Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності;

$r_{\text{к}}$ – опір контактів, який приймається рівним 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 і 0,1 Ом при більшій кількості приладів;

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом.}$$

Приймаємо кабель з мідними жилами орієнтовна довжина 10 м, тоді переріз жил кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (2.26)$$

де ρ – питомий опір матеріала проводу. Для проводів з мідними жилами $\rho = 0,017$ Ом/мм;

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформатора струму;

$$q = \frac{0,017 \cdot 10}{0,306} = 0,55 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель КВВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Вибір ТС на стороні 6 кВ:

Трансформаторі струму 6 кВ входять у склад комірок 6 кВ типу ВМ-1.

Вибрані типи ТС и коефіцієнти зведені в таблицю 2.9.

Обрані типи ТТ

№ комірки	Тип ТТ	Іном, А	Коеф	Кількість
1	ТОЛ-СЭЩ-10	195,07	200/5	2
2	ТОЛ-СЭЩ-10	191,23	200/5	2
3	ТОЛ-СЭЩ-10	248,62	300/5	2
4	ТОЛ-СЭЩ-10	158,01	200/5	2
5	ТОЛ-СЭЩ-10	198,61	200/5	2
6	ТОЛ-СЭЩ-10	294,90	300/5	2
7	ТОЛ-СЭЩ-10	206,17	300/5	2
8	ТОЛ-СЭЩ-10	277,88	300/5	2
9	ТОЛ-СЭЩ-10	198,61	200/5	2
10	ТОЛ-СЭЩ-10	158,01	200/5	2
11	ТОЛ-СЭЩ-10	254,34	300/5	2
12	ТОЛ-СЭЩ-10	204,37	300/5	2
13	ТОЛ-СЭЩ-10	224,91	300/5	2
14	ТОЛ-СЭЩ-10	266,46	300/5	2
15	ТОЛ-СЭЩ-10	160,34	200/5	2
16	ТОЛ-СЭЩ-10	181,77	200/5	2
17	ТОЛ-СЭЩ-10	259,22	300/5	2
1В	ТОЛ-СЭЩ-10	2157,90	400/5	3
2В	ТОЛ-СЭЩ-10	2157,90	400/5	3
секц	ТОЛ-СЭЩ-10	2157,90	400/5	3

2.7. Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для перетворення високої напруги мережі в напругу, зручну для виміру звичайними приладами, а також для ізоляції цих приладів. Номінальна напруга вторинних обмоток приймається 100 В.

Трансформатори напруги у складі комірки АBB ZX1.2 (рис. 2.3) завжди розташовуються поза газових відсіків. Вони є трансформаторами штекерного типу (типорозмір штекера 2 відповідно до DIN 47537 і EN 50181). Ізолюючі системи в газових відсіках (рис. 2.3) підключені послідовно з роз'ємами. Таким чином, трансформатори напруги можуть бути ізольовані для випробувальних цілей із заземленням і відсутній необхідністю їх демонтажу для випробувань.



Рисунок 2.3 Трансформатор напруги на комірці (вигляд зверху)

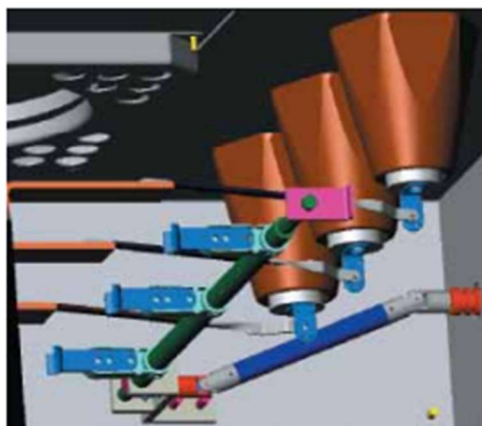


Рисунок 2.4 Трансформатор напруги на комірці (вигляд знизу)

Перевіряємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Перевірку ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки

$$U_n \geq U_{уст}; \quad (2.27)$$

$$36 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}.$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, за якими ведуться комерційні розрахунки, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5.

в) за навантаження на вторинну обмотку.

Підрахунок вторинного навантаження однієї секції збірних шин приведений у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Вторинне навантаження трансформатора напруги

Місце	Прилад	Тип	S однієї обмотки, ВА	К – ть котушок	К – ть приладів	Загальна споживана потужність	
						P, Вт	Q, ВА
Збірні шини	Вольтметр	ABB	0,1 / -	1	1	0,1	-
Ввід 10 кВ від транс - ра	Ватметр	ABB	0,1 / -	2	1	0,2	-
	Лічильник активної та реактивної енергії	LZQM	0,7 / 1,77	2	1	1,4	3,54
	Прилад для вимірювання показників якості ел. енергії	ABB	0,4 / -	3	1	1,2	-
Ввід 10 кВ від транс - ра	Прилад мікропроцесорний захисту	ABB	4 / -	3	1	12	-
Приєднання АД, СД, т-рів, інших споживачів	Лічильник активної та реактивної енергії	LZQM	0,7 / 1,77	2	7	9,8	24,78
	Прилад для вимірювання показників якості ел. енергії	ABB	0,4 / -	3	7	8,4	-
Збірні шини	Прилад мікропроцесорний захисту	ABB	4 / -	3	7	84	-
Разом						117,1	28,32

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{117,1^2 + 28,32^2} = 120,48 \text{ ВА} \quad (2.28)$$

Технічні характеристики трансформатора напруги у складі комірки ABB ZX1.2 наведено в таблиці 2.11

$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$, $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ у класі точності 0,5.

Три трансформатори напруги, з'єднаних в зірку мають потужність $3 \times 75 = 225 \text{ ВА}$, що більше $S_{2\Sigma}$.

На ввідних вимикачах приймаємо трансформатори напруги у складі комірки ABB ZX1.2.

Характеристика трансформаторів напруги у складі комірки ABB ZX1.2

Таблиця 7.8.5.1: Технические характеристики трансформаторов напряжения

Номинальное напряжение	Ширина ячейки	Макси- мальная мощность	Класс	Номинальное вторичное напряжение измерительной обмотке	Номинальное вторичное напряжение обмотки напряжения нулевой последовательности	Номинальный ток термической стойкости в обмотке измерения с номинальным коэффициентом напряжения 1,2 / постоянно	Номинальный длительный ток термической стойкости обмотки напряжения нулевой последовательности с номинальным коэффициентом напряжения 1,9 / 8 ч
[кВ]	[мм]	[ВА]		[В]	[В]	[А]	[А]
до 24 кВ	600	15	0.2	100 / $\sqrt{3}$	100 / 3	4	4
		45	0.5	110 / $\sqrt{3}$	110 / 3		
		100	1				
	800	30	0.2	100 / $\sqrt{3}$	100 / 3	6	6
		75	0.5	110 / $\sqrt{3}$	110 / 3		
		150	1				
> 24 до 36 кВ	800	30	0.2	100 / $\sqrt{3}$	100 / 3	6	6
		75	0.5	110 / $\sqrt{3}$	110 / 3		
		150	1				

На стороні 6 кВ вибираємо трансформатори напруги 6 кВ у складі КРУ ВМ-1 типу НАМИ-6 у кількості 2 одиниці, по одній на кожен систему шин.

2.8. Вибір обмежувачів перенапруги (ОПН)

Вибір ОПН на стороні 35 кВ

Обираємо обмежувачі напруги марки ABB-Polim. Обмежувачі складаються з цинкооксидних варисторів, що забезпечують оптимальний захист від небезпечних перенапруг. Варистори розташовуються в алюмінієвій оболонці і залиті силіконом.

Вихідні дані:

- клас напруги – 35 кВ;
- найбільша робоча напруга мережі в місці установки ОПН – 38,5 кВ;
- допустима тривалість однофазного замикання на землю – 2 години згідно ПУЕ [15];

- кратність внутрішніх перенапруг: так як відсутні спеціальні досліді, то рекомендується приймати $K_{\max} = 5$;
- протяжність кабельних ліній в мережі становить 10 км;
- установка ОПН – внутрішня;

Вибір ОПН:

1) За вихідні параметри мережі приймаємо коефіцієнт, який залежить від особливостей електричної мережі та умов її роботи $k_o = 1,1$.

2) За найбільшою робочою напругою $U_{\text{нр}}$ та коефіцієнтом k_o , при допустимій тривалості однофазного КЗ на землю - 2 години знаходимо тривало допустиму робочу напругу $U_d = 38,74$ кВ.

3) Вибираємо ОПН типу АВВ Polim-K;

4) При установці ОПН для захисту від грозових перенапруг його номінальний розрядний струм приймають $I_n = 10$ кА (при імпульсі струму 8/20 мкс). Для даного типу ОПН залишкова напруга складає $U_z = 114,8$ кВ;

5) Вентильний розрядник відповідної групи для аналогічних умов забезпечує залишкову напругу – 93,3 кВ.

Отже, обраний ОПН за значенням U_z відповідає вихідним параметрам.

6) Розрахунок енергії, яка виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, визначаємо по повному струму однофазного КЗ на землю I_o . Для ліній напругою 35 кВ $I_o = 1,1$ А/км. Для даної мережі протяжність ліній якої може дорівнювати 10 км $I_o = 1,1 \cdot 10 = 11$ А.

7) Енергія, яка виділяється при внутрішніх перенапругах

$$W = \frac{I_o \cdot k_{\max}^2 \cdot U_{\text{нр}}^2}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_n}, \quad (2.29)$$

де I_o – повний струм однофазного замикання на землю при номінальній напрузі мережі;

k_{\max} – максимальна кратність внутрішніх перенапруг;

ω – кутова частота;

$$W = \frac{11 \cdot 5^2 \cdot 38,5^2}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 35} = 7,13 \text{ кДж}$$

Енергія, яка поглинається обраним обмежувачем досягає 7,13 кДж.

Остаточно приймаємо до установки ОПН для внутрішньої установки типу ОПН АВВ Polim-K.

Вибір ОПН на стороні 6 кВ

Для класу напруги 6 кВ обираємо ОПН згідно методичних вказівок [10] двох типів: на відхідних комірках встановлюємо ОПН-КР/TEL (на кожній фазі кожної лінії), для шин (встановлюється в комірках з ТН) тип ОПН-РТ/TEL.

2.9. Вибір пристроїв релейного захисту і автоматики

Для нашої підстанції в якості релейного захисту і автоматики вибираємо для застосування ПМ РЗА «Діамант» виробництва НПП Хартрон-Инкор.

ПМ РЗА «Діамант» призначений для застосування в електромережах змінного струму з частотою 50 Гц в якості мікропроцесорного пристрою релейного захисту, протиаварійної автоматики, центральної сигналізації, реєстрації аварійних параметрів, діагностики та управління вимикачами. Може бути використаний на енергооб'єктах, що знаходяться в експлуатації або знову споруджуваних, з напругою на шинах від 6 кВ до 750 кВ як окремий пристрій, так і в складі АСУ в якості підсистеми нижнього рівня.

Основними споживачами ПМ РЗА є електростанції (теплові, атомні, гідравлічні, гідроакumuлюючі, вітрові та ін.), Електромережеві і промислові підприємства.

Мікропроцесорний приладовий модуль релейного захисту, управління, протиаварійної автоматики і центральної сигналізації являє собою багатофункціональний пристрій, що об'єднує різні функції захисту, автоматики, контролю, місцевого та дистанційного керування.

Алгоритми функцій захисту і автоматики, а також інтерфейси для зовнішніх з'єднань ПМ РЗА розроблені відповідно до технічних вимог до існуючих систем

РЗА, що забезпечує сумісність з діючими пристроями та полегшує проектувальникам та експлуатаційному персоналу перехід на нову техніку.

ПМ РЗА як пристрій релейного захисту, протиаварійної автоматики, управління вимикачами і центральної сигналізації забезпечує наступні функціональні можливості:

- виконання функцій захистів, автоматики і управління;
- управління включенням і відключенням високовольтних вимикачів;
- виконання функцій центральної сигналізації;
- завдання внутрішньої конфігурації пристрою (введення / виведення захистів і автоматики, вибір характеристик захистів, кількості ступенів захисту, уточнення того або іншого методу фіксації і комбінації вхідних сигналів і т.д. при санкціонованому доступі) програмним способом;
- місцевий і дистанційний ввід, зберігання і відображення до 15 груп уставок захистів і автоматики;
- місцевий і дистанційний ввід, зберігання і відображення експлуатаційних параметрів;
- відображення поточних електричних параметрів, що захищається;
- реєстрацію, зберігання аварійних аналогових електричних параметрів об'єкта, що захищається восьми останніх аварій тривалістю до 80 с і частотою 20 вимірювань за період промислової частоти;
- реєстрацію та зберігання до 1120 подій з міткою часу 0,5 або 1 мс, з автоматичним оновленням інформації;
- реєстрацію поточних електричних параметрів до 3 с і частотою 20 вимірювань за один період промислової частоти;
- фіксацію струмів і напруг короткого замикання;
- контроль справності високовольтного вимикача;
- безперервний оперативний контроль працездатності (Самодіагностика) протягом всього часу роботи зі світлодіодною індикацією несправності ПМ РЗА;

- блокування дискретних виходів при несправності виробу для виключення помилкових спрацьовувань;
- світлодіодну індикацію наявності напруги на виході ВИП ПМ РЗА;
- конфігурація входних і вихідних дискретних сигналів;
- конфігурація світлодіодної індикації за результатами виконання функцій захисту, автоматики, управління ВВ, за наявністю входних, вихідних сигналів ПМ РЗА;
- прийом дискретних сигналів управління і блокувань, видачу команд управління, аварійної та попереджувальної сигналізації;
- двосторонній обмін інформацією з АСУ або технологічної ПЕОМ за стандартними послідовним каналам зв'язку RS-485, RS-232, USB і Ethernet;
- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу та між собою для підвищення стійкості до перенапруг, що виникають у вторинних ланцюгах захищеного розподільного пристрою;
- гальванічну розв'язку всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення перешкодозахищеності.

ПМ РЗА не спрацьовує помилково і не пошкоджується:

- при знятті і подачі оперативного струму, а також при перервах живлення будь-якої тривалості з подальшим відновленням;
- при замиканні на землю ланцюгів оперативного струму

ПМ РЗА призначений для експлуатації в наступних умовах:

- граничне значення температури навколишнього повітря від мінус 25 до плюс 55 градусів Цельсія;
- відносна вологість повітря до 98% при температурі плюс 25 градусів Цельсія (без конденсації вологи);
- висота над рівнем моря не більше 2000 м;
- навколишнє середовище не вибухонебезпечне, що не містить струмопровідного пилу, агресивних газів і парів;
- місце установки пристрою повинно бути захищене від попадання бризок води, масел, емульсій, а також від прямого впливу сонячної радіації.

Для забезпечення роботи релейного захисту та автоматики приймаємо для використання наступні модифікації ПМ РЗА «Діамант»:

Таблиця 2.12

Перелік використовуваних модулів «Діамант»

№	Приєднання	Найменування модифікації	Позначення модифікації	Кількість
1	Ввідний вимикач 35 кВ	Захист і автоматика двохобмоточних трансформаторів	T011	2
2	Ввідний вимикач 35 кВ	Захист і автоматика вводів 6-35 кВ	V010	2
3	Секційний вимикач 35 кВ	Захист і автоматика СВ 6-35 кВ	SV01	1
4	Ввідний вимикач 6 кВ	Захист і автоматика вводів 6-35 кВ	V010	2
5	Відхідні вимикачі 6 кВ	Захист і автоматика відхідного приєднання 6 (10) кВ	L060	19
6	Трансформатори напруги	Захист вимірювального трансформатора 6 (10) кВ	TN02	2

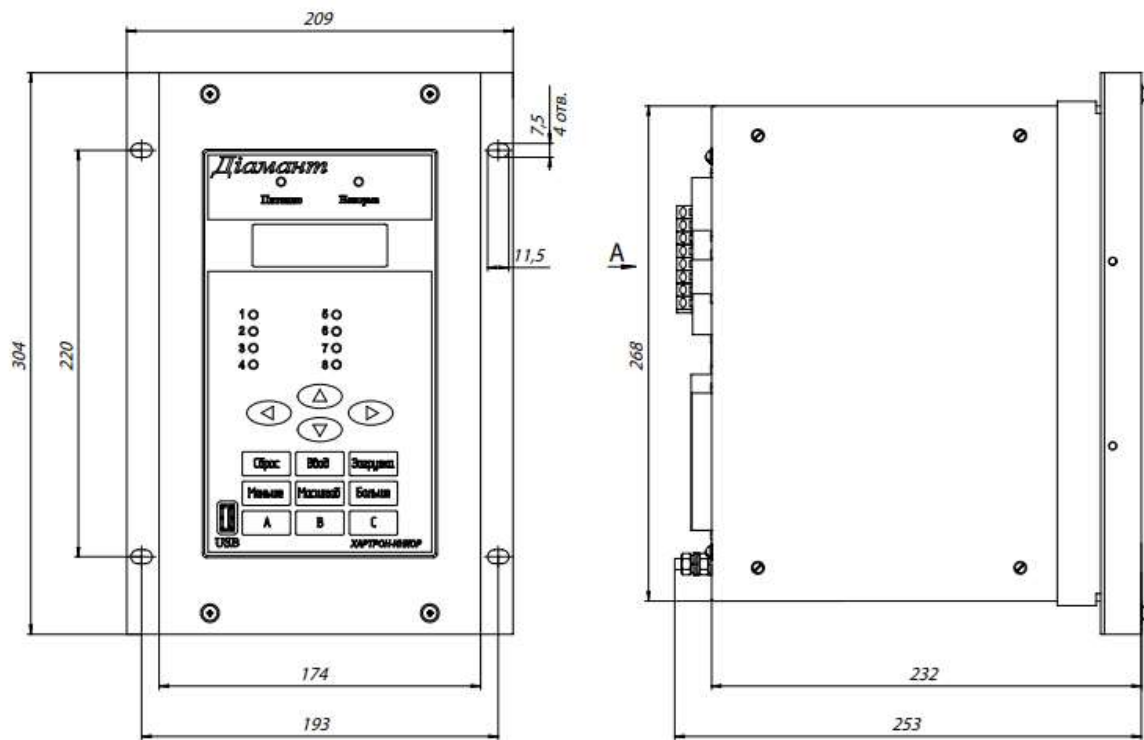


Рисунок 2.4 Габаритні розміри ПМ Р3А

2.10. Вибір акумуляторної батареї

Для живлення споживачів постійного струму (резервне живлення оперативного струму), потрібно вибрати зовнішню акумуляторну батарею, для цього потрібно розрахувати ємність акумуляторної батареї.

$U_H = 220 \text{ В}$ - номінальна напруга постійного оперативного струму;

$U_e = 6 \text{ В}$ - номінальна напруга гальванічного елемента (Г.Е.);

$U_s = 5,55 \text{ В}$ - кінцева напруга розряду г.е .;

$t_H = 20^\circ \text{ С}$ - номінальна температура;

Споживачі постійного струму

Номер	Тип	Потужність споживача в установленому режимі, Вт	Потужність споживача в режимі спрацювання, Вт	Кількість
1	Релейний захист і автоматика	610	2352	1
2	КРУ ВМ1 12,5/630	15	70	17
3	ВБ4	70	440	3
4	КРПЕ	300	2730	1
5	Освітлення	2400	2400	1

Розрахуємо сумарне, номінальне навантаження споживачів постійного струму:

$$P_{\Sigma_H} = P_{y1} \cdot n_1 + P_{y2} \cdot n_2 + P_{y3} \cdot n_3 + P_{y4} \cdot n_4 + P_{y5} \cdot n_5, \quad (2.30)$$

$$P_{\Sigma_H} = 610 + 15 \cdot 17 + 70 \cdot 3 + 300 + 2400 = 3775 \text{ Вт.}$$

Розрахуємо сумарне, максимальне навантаження споживачів постійного струму:

$$P_{\Sigma_M} = P_{c1} \cdot n_1 + P_{c2} \cdot n_2 + P_{c3} \cdot n_3 + P_{c4} \cdot n_4 + P_{c5} \cdot n_5, \quad (2.31)$$

$$P_{\Sigma_M} = 2352 + 70 \cdot 17 + 440 \cdot 3 + 2730 + 2400 = 9992 \text{ Вт}$$

Розрахуємо номінальний струм навантаження споживачів постійного струму:

$$I_H = \frac{P_{\Sigma_H}}{U_H}, \quad (2.32)$$

$$I_H = \frac{3775}{220} = 17,16 \text{ А.}$$

Розрахуємо максимальний струм навантаження споживачів постійного струму:

$$(2.33)$$

$$I_{max} = \frac{P_{\Sigma M}}{U_H},$$

$$I_{max} = \frac{9992}{220} = 45,42 \text{ А.}$$

При роботі в автономному режимі (при втраті власних потреб ПС) АБ повинна забезпечувати максимальні розрахункові відштовхувальні струми після 2-х годинного розряду струмом навантаження.

Виконаємо розрахунок ємності АБ за методом «ампер-годин». Розрахуємо необхідну ємність АБ для живлення споживачів в аварійному режимі, протягом 2 годин:

$$C = \frac{I_{max} \cdot T_{рез}}{0,8 \cdot T_K}, \quad (2.34)$$

де 0,8 – коефіцієнт старіння, який враховує зниження ємності АБ з плином часу;
 $T_K = 1$ при $t_H = 20^\circ \text{C}$ — температурний коефіцієнт.

$$C = \frac{45,42 \cdot 2}{0,8 \cdot 1} = 113,55 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Таким чином, необхідна акумуляторна батарея ємністю не менше 113,6 А·ч.

Визначимо ємності АБ по таблиці з керівництва по експлуатації «Акумуляторні батареї Sonnenschein A700» обираємо АБ типу Sonnenschein A706/126 з ємністю 126 А ч.

Кількість банок обираєм для забезпечення напруги оперативного струму 220 В у кількості:

$$N = \frac{U_H}{U_e}, \quad (2.35)$$

$$N = \frac{220}{6} = 37 \text{ шт.}$$

2.11. Вибір шафи оперативного струму

Шафи оперативного постійного струму типу ШОТ (аналогічні найменування - ШУОТ, ШПТ) призначені для безперебійного живлення

оперативних ланцюгів управління, захисту, автоматики і сигналізації на електричних станціях і підстанціях, а також можуть бути використані і в інших галузях промисловості. Шафи ШОТ можуть бути як самодостатніми пристроями безперебійного живлення систем автоматики, так і частиною системи оперативного постійного струму типу на підстанції або РП.

Шафа оперативного постійного струму здійснює безперебійне електропостачання найважливіших споживачів при відключенні мережі шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення - акумуляторних батарей. Після відновлення з'єднання з основним джерелом живлення шафа оперативного струму ШОТ забезпечує автоматичний заряд батарей з одночасним живлення споживачів.

Перетворення в постійну напругу проводиться випрямлячами. Стандартно в шафу встановлюється до 8 автоматичних вимикачів (фідери ліній, що відходять). Можуть бути використані автоматичні вимикачі постійного струму різних виробників - Siemens, ABB, OEZ, Schneider Electric, ETI. Використання високонадійних комплектуючих дозволило забезпечити надійну роботу випускаються шаф ШОТ в будь-яких умовах.

Шафа постійного струму ШОТ забезпечує підтримку стабілізованого постійної напруги на виході системи і автоматичний підзаряд акумуляторних батарей. При відключенні електроенергії шафа ШОТ підтримує постійний задану вихідну потужність в навантаженні протягом заданого часу. Відключення забезпечується контактором (захист від глибокого розряду батареї) при досягненні напруги акумуляторної батареї значення 184 В.

На передній панелі шафи встановлені лампи розжарювання, що відображають стан шафи, і стрілочний вольтметр, який вказує вихідну напругу. Також всі параметри можна проконтролювати за допомогою блоку управління встановлюються випрямлячів. Параметри відображаються на дисплеї контролера, або їх можна переглянути за допомогою персонального комп'ютера.

Основні технічні характеристики шафи ШОТ наведені в таблиці 2.14

Структурна схема ШОТ наведена в рис. 2.5, а принципова схема ШОТ з живленням від двох введів наведена в рис. 2.6.

Таблица 2.14

Основные технические характеристики шкафов ШОТ, ШУОТ

Входные параметры:	
Количество вводов, шт.	1 или 2
Количество фаз на вводе, шт.	1 или 3
Номинальное напряжение	208 до 240В AC
Рабочее напряжение	176 до 400В AC
Минимальное напряжение	150В AC
Входная частота	от 45 до 66Гц
Коэффициент мощности	не менее 99%
Режим работы нейтрали	TN-S (или другой по требованию)
Коэффициент полезного действия преобразователей	более 94%

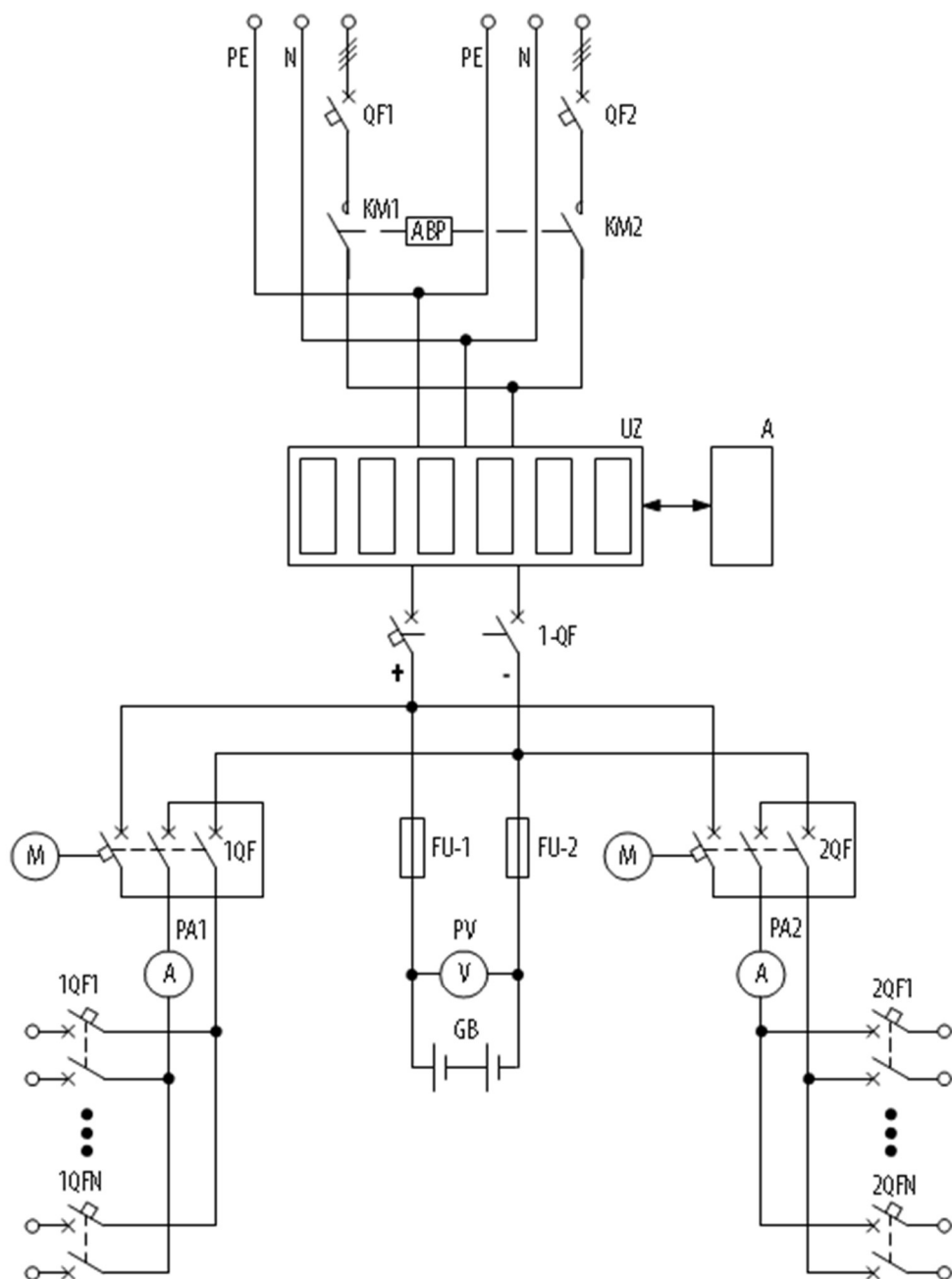


Рисунок 2.5 Структурна схема ШОТ з класичним АВР

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників

При роботі на ПС на людину впливає ряд небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Їх вплив і заходи захисту регламентуються інструкціями з охорони праці. При обслуговуванні підстанції мають місце такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- наявність небезпечної напруги на струмоведучих частинах електрообладнання;
- наявність небезпечної напруги (крокової) в зоні розтікання електричного струму при замиканні струмоведучих частин на землю;
- підвищений рівень шуму, через наявність електрообладнання високої напруги на підстанції;
- можливість наявності небезпечної напруги на корпусах обладнання при його пошкодженні;
- можливість отримання травм при недотриманні правил експлуатації електрообладнання з обертовими і пересувними механізмами;
- пожежонебезпека в результаті можливих аварійних ситуацій під час роботи трансформаторів;
- недостатня освітленість робочої зони при роботах в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення;
- підвищена температура поверхні обладнання.

3.2 Інженерно–технічні заходи з охорони праці

Технічні засоби і заходи з електробезпеки реалізуються в конструкції електроустановок при їх розробці, виготовленні і монтажі відповідно до чинних нормативів. Основні технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок включають:

- ізоляція струмовідних частин;
- недоступність струмовідних частин;
- блок безпеки;
- засоби орієнтації в електроустановках;
- виконання електроустановок, ізольованими від землі;
- застосування малих напруг;
- вирівнювання потенціалів.

З метою підвищення рівня безпеки, залежно від призначення, умов експлуатації і конструкції в електроустановках застосовується одночасно декілька з перелічених технічних засобів і заходів.

Ізоляція струмовідних частин. Забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшує ймовірність попадань людини під напругу, замикань на землю і на корпус електроустановок.

Забезпечення недоступності струмовідних частин. Основними заходами забезпечення недоступності струмопровідних частин є застосування захисних огорожень, закритих комутаційних апаратів, розміщення неізольованих струмовідних частин на висоті, недосяжній для ненавмисного доторкання до них інструментом, різного роду пристосуваннями, обмеження доступу сторонніх осіб в електротехнічні приміщення тощо.

Застосування блоків безпеки. Блоки безпеки застосовуються в електроустановках, експлуатація яких пов'язана з періодичним доступом до огорожених струмоведучих частин. Вони призначені для блокування доступу до неізольованих струмопровідних частин без попереднього зняття з них напруги, попередити помилкові оперативні та керуючі дії персоналу при експлуатації електроустановок.

Засоби орієнтації в електроустановках дають можливість персоналу чітко орієнтуватися при монтажі, виконанні ремонтних робіт і запобігають помилковим діям. До засобів орієнтації в електроустановках відносяться маркування частин електрообладнання, проводів і струмопроводів (шин), бирки на проводах, забарвлення неізольованих струмопровідних частин, ізоляції, внутрішніх

поверхонь електричних шаф і щитів керування, попереджувальні сигнали, написи, таблички, комутаційні схеми тощо.

Виконання електричних мереж, ізольованими від землі обмежує величину струму, що проходить через людину, за рахунок опору ізоляції фаз відносно землі за умови забезпечення необхідного стану ізоляції. При наявності фаз з пошкодженою ізоляцією і доторканні людини до фазного проводу з непошкодженою ізоляцією величина струму, що проходить через людину, значно зростає. Тому застосування мереж, ізольованих від землі, вимагає обов'язкового контролю опору ізоляції.

Поява напруги на неструмовідних частинах електроустановок пов'язана з пошкодженням ізоляції і замиканням на корпус. Основними технічними заходами щодо попередження електротравм при замиканнях на корпус є захисне заземлення, захисне відключення.

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металевих неструмовідних частин, які можуть опинитися під напругою.

Захисне відключення призначене для відключення електроустановки при пошкодженні ізоляції і переході напруги на неструмовідні її елементи за допомогою автоматичних вимикачів. Застосовується в доповнення до захисного заземлення для забезпечення надійного захисту.

Система електрозахисних засобів. Електрозахисні засоби – це технічні вироби, що не є конструктивними елементами електроустановок і використовуються при виконанні робіт в електроустановках з метою запобігання електротравм.

Електрозахисні засоби поділяють на ізольовані (основні: ізольовані штанги всіх видів, ізольовані кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруг, покажчики пошкодження кабелів; додаткові: діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізольовані підставки, ізольовані накладки, ізольовані ковпаки, штанги для перенесення і вирівнювання потенціалу,

сигналізатори напруги, переносні заземлення), огорожувальні (огороження, щитки, ширми, плакати) та запобіжні (окуляри, каски, запобіжні пояси, рукавиці для захисту рук).

Пожежна профілактика являє собою єдиний комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на попередження і локалізацію пожеж і вибухів. До цих заходів відносяться:

- міри пожежної безпеки, що передбачаються при проектуванні і будівництві підприємств;
- міри пожежної безпеки, прийняті при проведенні технологічного процесу, тобто в період експлуатації підприємства.

Ризик спалаху на підстанціях не настільки великий, але можливі наслідки пожежі можуть бути катастрофічними. Пожежі на підстанціях можуть серйозно вплинути на енергопостачання споживачів і на доходи підприємства та його активи. Також пожежі можуть створити загрозу персоналу, аварійним бригадам, і людям які випадково опинилися поблизу. Розуміння можливості виникнення пожежі, прийняття відповідних протипожежних заходів, дозволяють знизити ризик їх утворення і пом'якшити наслідки пожежі і є одними з ключових чинників для проектування та експлуатації нових або існуючих підстанцій.

Пожежі на підстанції можуть виникнути в результаті коротких замикань, порушення правил експлуатації електрообладнання. Це відноситься, як до відкритих, так і до закритих РП в приміщенні.

Пожежа представляє велику небезпеку через наявність маслоснаповненого обладнання на підстанції, так як трансформаторне масло є хорошим паливом матеріалом, який при руйнуванні бака може розлитися на значну площу і призвести до поширення пожежі на розташоване поруч обладнання.

Для своєчасного реагування на ПС застосовують пожежну сигналізацію.

Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки:

- навчання робітників і службовців правилам пожежної безпеки;

- розробка та реалізація норм і правил пожежної безпеки, інструкцій про порядок роботи з легкозаймистими речовинами та матеріалами;
- виготовлення і застосування засобів агітації по забезпеченню пожежної безпеки;
- організація пожежної охорони об'єкта.

На підстанції для запобігання розповсюдження пожежі передбачені наступні засоби пожежогасіння: біля кожного входу розміщено вогнегасники, вогнегасник вуглекислотний ВВК-3,5 – 1 шт., вогнегасники порошкові ВП-6 – у кількості 2 шт.

3.3 Розрахунок заземлення

Залежно від призначення, розрізняють робоче, захисне і грозозахисне заземлення. Робоче заземлення необхідно для створення певного режиму роботи електроустановки в нормальних і аварійних умовах, наприклад заземлення нейтралі силових і вимірювальних трансформаторів. Захисне заземлення використовують для захисту людей і сільськогосподарських тварин від ураження електричним струмом при замиканні електричного проводу на неструмоведущі металеві частини електроустановки при пробі ізоляції. Грозозахисні заземлення для ефективного захисту від перенапруг, передбачає заземлення стрижневих і тросових блискавковідводів, порталів розподільних пристроїв, розрядників.

Зазвичай на підстанціях для виконання всіх трьох типів заземлення використовують один заземлюючий пристрій. Згідно з діючими ПУЕ опір заземлюючих пристроїв в трансформаторних підстанціях повинен бути не менше $R_3=0,5 \text{ Ом}$.

Проведемо розрахунок заземлення для нашої підстанції, розташованій в будівлі розміром 12,6 x 16,3 м.

Питомий опір ґрунту в районі підстанції $\rho = 60 \text{ Ом/м}$ (суглинок).

Розрахунковий опір ґрунту вертикальних електродів визначається за формулою:

$$r_{\text{расч}} = K_c \cdot K_1 \cdot \rho,$$

де K_c – коефіцієнт пори року, $K_c = 1,1$;

K_1 – коефіцієнт враховуючий стан ґрунту, $K_1 = 1,15$;

$$r_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 60 = 75,9 \text{ Ом/м}$$

Опір одиночного вертикального електрода визначається за формулою:

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{r_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l_{\text{в}}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_{\text{в}}}{d} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot l_{\text{в}} + 7 \cdot t_1}{l_{\text{в}} + 7 \cdot t_1} \right), \quad (3.2)$$

де $l_{\text{в}}$ – довжина вертикального електрода;

t_1 – відстань від поверхні землі до верхнього кінця вертикального електрода;

d – ширина кутника.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{75,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 4}{0,95 \cdot 0,063} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 4 + 7 \cdot 0,7}{4 + 7 \cdot 0,7} \right) = 15,9 \text{ Ом}$$

Знаходимо приблизне число заземлень:

$$n = \frac{R_{\text{в.о.}}}{R_3 \cdot K_{\text{ив}}}, \quad (3.3)$$

де $K_{\text{ив}}$ – коефіцієнт використання вертикальних електродів.

$$n = \frac{15,9}{0,5 \cdot 0,8} = 39,9 = 40 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір ґрунту горизонтальних електродів визначається за формулою:

$$r_{\text{расч}} = K_c \cdot K_1 \cdot \rho, \quad (3.4)$$

$$r_{\text{расч2}} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 60 = 134,4 \text{ Ом/м}$$

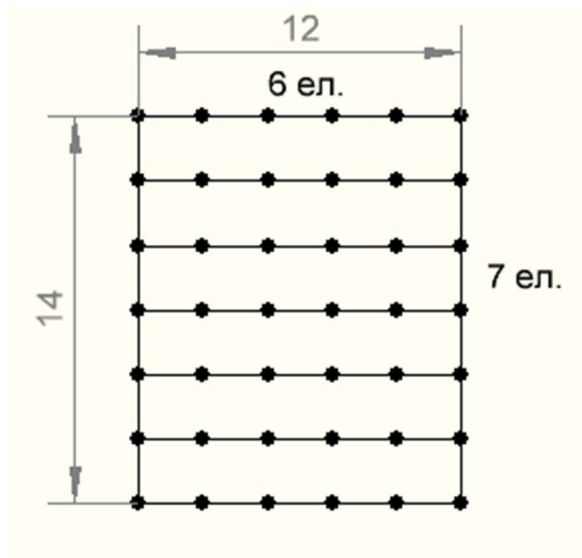


Рисунок 3.1 План розміщення електродів заземлення

Опір горизонтального електрода визначається за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\text{расч2}}}{2\pi \cdot l_2 \cdot K_{\text{иг}}} \cdot \ln \frac{l_2^2}{t_2 \cdot d'} \quad (3.5)$$

де l_2 – довжина горизонтального електрода;

$K_{\text{иг}}$ – коефіцієнт використання горизонтального електрода;

t_2 – відстань від поверхні землі до горизонтального заземлювача;

d – діаметр електрода, для смуги приймають рівним половині ширини смуги.

$$R_{\Gamma} = \frac{134,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 112 \cdot 0,8} \cdot \ln \frac{112^2}{0,7 \cdot 0,5 \cdot 0,06} = 3,17 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опору вертикальних електродів:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} + R_3} \quad (3.6)$$

$$R_{\text{в}} = \frac{3,17 \cdot 0,5}{3,17 + 0,5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Число вертикальних електродів уточняється за формулою:

$$n_y = \frac{R_{\text{в.о.}}}{R_{\text{в}} \cdot K_{\text{ив}}}, \quad (3.7)$$

$$n_y = \frac{15,9}{0,59 \cdot 0,8} = 33,7 = 34 \text{ шт.}$$

Число вертикальних електродів приймаємо не менше 34 шт. Приймаємо $n_0 = 42$ шт. за (рис.3.1).

Результуючий опір заземлюючого пристрою знаходиться: (3.8)

$$R_k = \frac{1/n_0 \cdot R_{\text{BO}}/K_{\text{ИБ}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{BO}}/(n_0 \cdot K_{\text{ИБ}}) + R_{\Gamma}},$$
$$R_k = \frac{1/42 \cdot 15,9/0,8 \cdot 3,17}{15,9/(42 \cdot 0,8) + 3,17} = 0,41 \text{ Ом.}$$

$$R_k < R_3 \quad (3.9)$$

$$0,41 < 0,5 \text{ (Ом).}$$

Умова виконується і відповідає нормам ПУЕ.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Вимоги до підстанції

На існуючій підстанції «Нагорна» обладнання, їх конструкції і будівлі експлуатуються більше 80 років і потребує повної заміни.

У спеціальному розділі було вибрано обладнання нашої підстанції. Для напруги 35 кВ було вибрано КРПЕ, це на 30% дорожче застосування відкритого розподільчого пристрою, але це дає змогу розмістити все обладнання нашої підстанції в будівлі з мінімальним застосуванням земельної ділянки і дозволить зменшити витрати на оренду землі в центрі міста.

У випадку розташування РП 35 кВ на відкритій місцевості капітальні витрати будуть менші, але експлуатаційні витрати практично не зменшаться.

В економічній частині буде виконано розрахунок капітальних інвестицій та експлуатаційних витрат для обох випадків і за результатами розрахунків буде вибрано остаточний варіант.

4.2 Розрахунок капітальних інвестицій

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення можуть включати:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажно-налагоджувальних робіт;
- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації технічного рішення.

Вартість монтажно–налагоджувальних робіт складає 8 % від вартості електрообладнання.

Транспортно – заготівельні і складські витрати приймаються у відсотках від вартості обладнання, конструкцій і становлять 5 %.

Капітальні інвестиції розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн} , \quad (4.1)$$

де $K_{об}$ – вартість обладнання, тис. грн;

$K_{тр}$ – транспортно – заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$K_{мн}$ – витрати на монтажно – налагоджувальні роботи, тис. грн;

Таблиця 4.1

Розрахунок вартості електрообладнання ВРП

Найменування	Тип	Ціна, грн./шт	Кількість, шт	Загальна вартість обладнання, $K_{об}$ (грн)
Трансформатори	ТРДНС-32000/35	1070000	2	2140000
ВРП 35 кВ	-	1700000	1	1700000
Комірка 6 кВ	ВМ1Д	229230	3	687690
Комірка 6 кВ	ВМ1	229230	19	4355370
ШОТ і сигналізація	ШОТ	1360000	1	1360000
Будівельна частина	-	2500000	1	2500000
$K_{об\sum}$:				12743060

Таблиця 4.2

Розрахунок вартості електрообладнання ЗРП

Найменування	Тип	Ціна, грн./шт	Кількість, шт	Загальна вартість обладнання, $K_{об}$ (грн)
Трансформатори	ТРДНС-32000/35	1070000	2	2140000
КРПЕ 35 кВ	ZX1.2 ТК 501	2200000	1	2200000
Комірка 6 кВ	ВМ1Д	229230	3	687690
Комірка 6 кВ	ВМ1	229230	19	4355370
ШОТ і сигналізація	ШОТ	1360000	1	1360000
Будівельна частина	-	3100000	1	3100000
$K_{об\Sigma}$:				13843060

Монтажно – налагоджувальні роботи:

$$K_{мн} = 0,08 \cdot K_{об\Sigma}. \quad (4.2)$$

Транспортно – заготівельні і складські витрати:

$$K_{тр} = 0,05 \cdot K_{об\Sigma}. \quad (4.3)$$

Вартість додаткових витрат заносимо до таблиці 4.2

Таблиця 4.3

Додаткові витрати

Вид витрат	Відсоток від вартості електрообладнання, %	Загальна вар- тість ВРП, тис. грн	Загальна вар- тість ЗРП, тис. грн
Монтажно – нала- годжувальні робо- ти	8	1019,4	1107,4
Транспортно – за- готівельні і склад- ські витрати	5	637,15	692,15

Капітальні інвестиції дорівнюють:

$$K_1 = 12743,06 + 1019,4 + 637,15 = 14399,65 \text{ тис. грн.}$$

$$K_2 = 13843,06 + 1107,4 + 692,15 = 15642,65 \text{ тис. грн.}$$

4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за визначений період (наприклад, рік), що виражені у грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню та енергомережам відносяться:

1. Амортизаційні відрахування (C_a).
2. Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_{np}).
3. Вартість електроенергії, що споживається (C_e).
4. Вартість оренди землі (C_{oz}).

Річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_{np} + C_e + C_{oz}, \text{ тис. грн.} \quad (4.4)$$

4.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Норма амортизації для електрообладнання розраховується у відповідності до строку корисного використання, мінімальне значення якого за даними Податкового кодексу України становить 5 років.

Річні амортизаційні відрахування обчислюються по балансовій вартості обладнання та мініальному (регламентованому) терміну експлуатації:

$$C_a = \frac{K_{обл\Sigma}}{T_{\min}}, \quad (4.5)$$

де Φ_B – первісна вартість об'єкта основних засобів;

T_{\min} – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$C_{a1} = \frac{12743,06}{5} = 2548,6 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{a2} = \frac{13843,06}{5} = 2768,6 \text{ тис. грн.}$$

4.3.2 Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж

Річні витрати на поточний ремонт електротехнічного устаткування включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтникам і визначаються укрупнено у відсотках до капітальних витрат (для міських підстанцій – 1 %)

$$C_{np} = 0,01 \cdot K \quad (4.6)$$

$$C_{np1} = 0,01 \cdot 14399,65 = 143,99 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{np2} = 0,01 \cdot 15642,65 = 156,42 \text{ тис. грн.}$$

4.3.3 Розрахунок вартості електроенергії, що споживається

Вартість електроенергії, що споживається визначається за формулою:

$$C_e = W_p \cdot C_e, \quad (4.7)$$

де W_p – енергія, що споживається за рік;

C_e – тариф на електроенергію, грн./ кВт·год (1,94 грн./кВт·год станом на червень 2019 року);

$$C_e = 320000 \cdot 1,94 = 620,8 \text{ тис. грн}$$

4.3.4 Розрахунок вартості оренди землі

Вартість оренди землі на рік визначається за формулою:

$$C_{oz} = S_{ПС} \cdot C_{oz} \quad (4.8)$$

де $S_{ПС}$ - площа підстанції, для ВРП 0,7 га, для ЗРП 0,021 га;

$C_{оз}$ - вартість оренди 1 га землі в центрі міста Дніпро.

$$C_{оз1} = 0,7 \cdot 1100 = 770 \text{ тис. грн.}$$

$$C_{оз2} = 0,021 \cdot 1100 = 23,1 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином експлуатаційні витрати складуть:

$$C_1 = 2548,6 + 143,99 + 770 + 620,8 = 4083,4 \text{ тис. грн}$$

$$C_2 = 2768,6 + 156,42 + 23,1 + 620,8 = 3568,93 \text{ тис. грн.}$$

4.4 Вибір варіанту реконструкції

Збільшення капітальних вкладень у випадку застосування ЗРП замість ВРП складає:

$$\Delta K = K_2 - K_1, \quad (4.9)$$

$$\Delta K = 15642,65 - 14399,65 = 1243 \text{ тис. грн.}$$

Щорічна економія витрат:

$$E_{річ} = C_1 - C_2, \quad (4.10)$$

$$E_{річ} = 4083,4 - 3568,93 = 514,47 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності збільшення витрат:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{E_{річ}}, \quad (4.11)$$

$$T_{ок} = \frac{1243}{514,47} = 2,41 \text{ рік} < 5 \text{ років}$$

ВИСНОВОК: Остаточного приймаємо другий варіант реконструкції із застосування КРПЕ 35 кВ замість ОРП 35 кВ.

В даному розділі були розраховані капітальні інвестиції на будівництво ПС 35/6 кВ «Нагорна» в закритому приміщенні, які складають 15642,6 тис. грн, а також розраховані експлуатаційні витрати на обслуговування підстанції за рік, які склали 3568,9 тис. грн.

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проєкті було спроектовано реконструкцію ПС 35/6 кВ «Нагорна» шляхом побудови нової ПС в закритому приміщенні з застосуванням КРПЕ 35 кВ. Підстанцію розташовано в двоповерховій будівлі площею 12,6х16,3 м. Мережі 35 кВ і 6 кВ до підстанції під'єднуються кабельними лініями.

У спеціальній частині був проведений вибір основного електрообладнання підстанції, проведені розрахунки значень струмів короткого замикання і теплового імпульсу, за результатами якого було обрано обладнання. На підстанції встановлено два силових трансформатори 35/6 кВ потужністю 32 МВА з РПН. Прийняли до встановлення розподільчий пристрій типу КРПЕ 35 кВ виробництва АВВ типу ZX1.2. В якості розподільчого пристрою 6 кВ використовуються комірки типу ВМ-1 з вакуумними вимикачами типу ВБ4-П-10 виробництва АВМ Ампер.

Також були обрані обмежувачі перенапруг типу ОПН АВВ Polim-K на стороні 35 кВ та ОПН-КР/TEL і ОПН-РТ/TEL на стороні 6 кВ.

В якості оперативного струму прийнято постійний струм напругою 220В. Акумуляторні батареї вибрано типу Sonnenschein A706/126 з ємністю 126 А ч у кількості 37 банок. Акумулятори закритого типу, гелеві, розташовуються в двох шафах типу ШОТ, які забезпечують їх заряд.

В якості пристроїв РЗА прийнято застосування мікропроцесорних модулів ПМ РЗА «Діамант» виробництва НПП Хартрон-Інкор. Розраховані параметри системи електропостачання задовольняють всім нормативним вимогам, тому будівництво підстанції може вважатися придатним для практичного застосування на виробництві.

В розділі Охорона праці описано інженерно-технічні заходи безпеки на виробництві, а також виконано розрахунок робочого заземлення.

В економічному розділі проведено розрахунок капітальних витрат, вони склали 15642,6 тис. грн., розрахунок експлуатаційних витрати на обслуговування підстанції за рік, які склали 3568,9 тис. грн.

Проведено обґрунтування застосування КРПЕ 35 кВ замість більш дешевого варіанту застосування класичного ВРП 35 кВ. За рахунок зменшення витрат на оренду земельної ділянки.

На прикладі даного проекту доведено, що у разі переходу на RAB-тариф реконструкція міських підстанцій шляхом будування нових з розміщенням обладнання в приміщенні є доцільною.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <http://abm-amper.com/prod/vb4-p-10-viklyuchatel-106-kv-vakuumniy-s-prujinno-motornim-privodom.php> Вакуумні вимикачі 10кВ ВБ4-П-10.
2. <http://leg.co.ua/info/podstancii/kru6-6-35-kv.html> Сайт по електричним мережам. Опис КРУЕ 6-35 кВ.
3. [https://library.e.abb.com/public/962c1947aeb04fffc1257790002b5748/TK501-05%20E%201.00\(UA-RU\)-2010.pdf](https://library.e.abb.com/public/962c1947aeb04fffc1257790002b5748/TK501-05%20E%201.00(UA-RU)-2010.pdf) Обладнання фірми АВВ.
4. <http://naladka.by/documents/Switches/High-voltage%20vacuum%20circuit-breaker.pdf> Обладнання фірми Siemens.
5. <https://raschet.info/> Розрахунки і вибір обладнання підстанцій.
6. <http://www.abm-amper.com/prod/vm-1-yacheyki-kru-10-kv-vnutrenney-ustanovki.php> Комірки 10 кВ ВМ-1.
7. http://www.tekhar.com/Production/Complete_units/NV/index_SCHOT.html Шафа оперативного струму ШОТ Техелектро.
8. Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174 – 75. М.: Стройиздат, 1976. – 56 с.
9. Конспект лекцій з дисципліни «Економіка та організація».
10. Методические указания по выбору ограничителей перенапряжения нелинейных производства предприятия «Таврида Электрик» для электрических сетей 6 – 35 кВ / Под.ред. В.А. Бржезицкий, В.К. Беляев. – Киев: Киевский политехнический институт, 2001. – 40с.
11. Научно-производственное предприятие ХАРТРОН-ИНКОР ПМ РЗА «Діамант» Релейная защита противоаварийная автоматика / Каталог продукции, 2016.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные данные для курсового и дипломного проектирования. – Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

13. Нормы технологического проектирования подстанции переменного тока с высшим напряжением 6 -750 кВ. – ГКД341.004.001-94. МИ-ИЭНЕРГО Украины. Киев, 1994.
14. Перехідні процеси в системах електропостачання. Підручник для вузів. Вид 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен / За ред. Академіка НАН України, 2000. – 579 с.
15. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 648 с.
16. Рожкова В.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
17. Руководящие указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания. – М.: МЗМ, 1975. – 45с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина . – м.: Энергоатомиздат. 1990. – 576 с.
19. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко. К.: Техника. 1985. – 291 с.
20. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85 (СТ СЭВ 3916-82). Москва - 1985.
21. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов / Под ред. А.А. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
22. Электротехнический справочник в 3-х томах / Под ред. В.Г. Герасимова. – М.: Энергоатомиздат, 1982 – 600 с.

ДОДАТОК А

		Позначення	Найменування	Кіль- кість	Примітки
			Документація		
1	A4	СЕП. ПД __. __.ПЗ	Пояснювальна записка		
			Графічні матеріали		
2	A1	СЕП. ПД __. __.01	Однолінійна схема підстанції	1	
3	A1	СЕП. ПД __. __.02	План-схема розміщення обладнання	1	